

Respuesta a observaciones realizadas por los usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro de participación ciudadana al Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2025, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°43 del 27 de enero de 2026.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-1	CEN	Otros Anexos	05 Evaluaciones Económicas/Obras Nacionales No Recomendadas - Nueva S/E Seccionadora Huáscar	<p>La evaluación económica de la obra "Nueva S/E Seccionadora Huáscar", según se verifica en la base OSE2000 del caso de Evaluación "RP25_V0_NN003_E1_H9", se realiza tomando los límites térmicos con sol a 25°C antes de la EO del proyecto en la línea 2x220 Atacama - Miraje y un valor inferior en 100 MW en la línea 2x220 Cochrane - Encuentro (el límite térmico de esta línea es 1,993 kA con sol a 25°C o 759,43 MVA), coincidiendo con el Caso Base . Sin embargo, con la entrada del proyecto, los límites se disminuyen al límite térmico con sol a 35° C de las líneas resultantes del seccionamiento 2x220 Atacama - Huáscar y 2x220 Huáscar - Miraje. En cuanto a las líneas resultantes del seccionamiento 2x220 Cochrane - Huáscar y 2x220 Huáscar - Encuentro, estas quedan con un límite muy inferior a la capacidad térmica a 35° con sol. Finalmente, entre las barras Huascar 220 y Huascar 220 Aux se han definido dos líneas auxiliares de igual reactancia pero diferente capacidad, lo que restringe la capacidad sumada, dado que estas líneas tendrán igual flujo, por lo que la capacidad real de esta línea no refleja la suma de ambas capacidades. Los puntos anteriores, disminuyen el beneficio determinado en la Evaluación, puesto que impone límites más restrictivos al caso con el proyecto que el caso base no atribuibles a la condición operativa considerando el seccionamiento.</p>	<p>Se sugiere crear un caso base especial para este proyecto y actualizar el caso con proyecto, usando un criterio homogéneo de límites térmicos a 35°C con sol disponible en la plataforma Infotécnica tanto para el caso base y la evaluación, antes y después de la EO del proyecto. Se sugiere también, usar solo una línea auxiliar entre las barras Huascar 220 y Huascar 220 Aux, que refleje los límites de transmisión N-1 calculados para el corredor, los cuales serían en torno a los 690 MVA.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con la revisión de los antecedentes técnicos efectuada por esta Comisión, no se identifica la topología descrita por el Coordinador en la base de simulación indicada. En particular, la instalación denominada «Huáscar 220 Aux» no existe en dicha base, por lo que la premisa metodológica en la que se funda la observación carece de asidero.</p> <p>Adicionalmente, las simulaciones expuestas en el Informe Técnico Preliminar permiten concluir justificadamente que la obra propuesta no genera cambios favorables ni relevantes en la operación del sistema durante sus primeros años de puesta en servicio. Por el contrario, su incorporación induce a que restricciones adyacentes afecten a los nuevos corredores generados. En particular, se identifica que el tramo resultante entre S/E Huáscar y S/E Atacama se congestiona con anterioridad respecto del tramo equivalente en el caso base.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión procedió a realizar un análisis de sensibilidad simulando el sistema bajo las condiciones solicitadas (considerando los límites térmicos a 35°C con sol) en conjunto con una modelación alternativa para el proyecto. Los resultados de dicho ejercicio confirmaron que no se altera la conclusión ya expuesta. Se adjunta en anexos la evaluación del proyecto "Nueva S/E Seccionadora Huáscar" con la referencia a las bases de simulación correspondiente.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-2	CEN	Otros Anexos	05 Evaluaciones Económicas/Obras Nacionales No Recomendadas - Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino	La evaluación económica de la obra "Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino", como se verifica en la base "MP25_V0_CC004_E1", considera que la capacidad del tramo de transformación en la S/E El Noviciado será de 450 MW. Sin embargo, los otros transformadores de la RM 500/220 kV operan con límite de transmisión N, como el tramo de transformación 500/220 kV en la S/E Polpaico, que con dos bancos de transformadores de 750MVA puede operar hasta con 1500 MW.	Se recomienda explicitar la forma de cálculo del límite 450 MW en el transformador de la S/E El Noviciado.  Por otra parte, para tener un criterio uniforme respecto de los límites de transformación en la RM se sugiere crear un caso base especial para este proyecto que considere los límites N-1 de los transformadores, además de recalcular estos valores en el caso con el proyecto. De esta forma, se puede modelar el beneficio operativo del NTR ATAT en la S/E El Noviciado, al mitigar los efectos de la salida de un banco de transformadores del entorno, aumentando los límites de transmisión bajo el criterio N-1.	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5. Por otro lado, respecto a los límites establecidos en las evaluaciones expuestas en el informe técnico preliminar, se determinó un límite referencial para estudiar los flujos en el sistema en su primer año de puesta en servicio, sin evidenciar cambios relevantes que justificaran un análisis adicional del proyecto. Sin perjuicio de esto y en función de la observación realizada, se reevalúa el proyecto en esta instancia considerando la modelación de límites N-1 de los tramos 500/220 kV existentes en la zona Metropolitana junto con el límite nominal del transformador 500/220 kV en la S/E El Noviciado, cuyos resultados no modifican la decisión de abordar esta zona mediante un estudio integral comparativo en un próximo proceso de planificación.
000-3	CEN	Otros Anexos	05 Evaluaciones Económicas/Obras Nacionales No Recomendadas - Ampliación Línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia	La evaluación económica de la obra "Ampliación Línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia", como se verifica en la base "MP25_V0_CC003_E1_9H", considera límites N en los tramos afectados por el proyecto, tanto en las condiciones con y sin proyecto, lo anterior, dado que no se han definido líneas auxiliares que representen los límites N-1 del corredor. Esto puede llevar a subestimaciones de las congestiones sin el proyecto, a su vez, las proyecciones de beneficios con el proyecto pueden verse sobreestimadas. Según las proyecciones del Coordinador se muestra baja probabilidad de congestiones con proyecto considerando criterio N-1, lo cual, afectaría negativamente al proyecto al considerar el criterio N.	Se sugiere crear un caso base especial para este proyecto que considere los límites N-1 del tramo afectado, como por ejemplo usando líneas auxiliares, simulando el caso con proyecto bajo el mismo criterio.	Se acoge parcialmente la observación. Esta Comisión analizó los antecedentes aportados en cuanto a la pertinencia de modelar el corredor de transmisión involucrado considerando el criterio de seguridad N-1. Atendido lo anterior, se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación y a reevaluar la propuesta ajustando los límites de transferencia respectivos. Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones, se constató que, aun considerando los ajustes paramétricos solicitados, el proyecto continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandatado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final. Finalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-4	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	<p>Propuesta ID 28-21:</p> <p>Tendido Segundo Circuito Tap San Pablo – ENEA 110 kV + Ampliación de Línea 1x110 kV</p>	<p>Al revisar la base Digsilent publicada por la CNE junto con el ITP, se verifica que al activar los escenarios "Dmax SEN 2032" no se encuentra incorporada la demanda correspondiente al Datacenter conectado en la S/E Enea (ver Anexo 1 - N° Observación 4 - Figura 4.1).</p> <p>Sin embargo, al incorporar en dicho escenario la demanda del Datacenter por un valor de 23,2 MW, utilizando la base de datos publicada por la Comisión, se observa que la cargabilidad de la línea Tap San Pablo – ENEA 110 kV alcanza valores del orden de 88% (ver Anexo 1 - N° Observación 4 - Figura 4.2). En consecuencia, los resultados de suficiencia presentados en la evaluación de la propuesta ID 28-21 no reflejarían la condición real del sistema bajo el escenario de máxima demanda, al omitirse una carga relevante que incide directamente en los niveles de cargabilidad de la línea a demanda máxima.</p>	<p>Se sugiere revisar la evaluación realizada para la propuesta ID 28-21, incorporando la demanda del Datacenter en la S/E Enea dentro de los escenarios "Dmax SEN", y, en función de los resultados de cargabilidad obtenidos, considerar la incorporación de la obra propuesta por el Coordinador en el Plan de Expansión de la Transmisión 2025.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión aclara que los escenarios de operación contenidos en la carpeta "Dmax SEN" son solamente indicativos. Los escenarios de operación utilizados por esta Comisión para evaluar las diferentes propuestas se encuentran en la carpeta "Estudios electricos", y en esos escenarios se pueden encontrar las demandas asociadas a los Datacenter, cuando estos forman parte del sistema eléctrico relevante para la obra en análisis.</p> <p>En particular, la propuesta del tendido del segundo circuito Tap San Pablo - Enea 110 kV no fue recomendada debido a que su cargabilidad no supera el umbral del 85% exigido por el criterio de Suficiencia, incluso tomando en cuenta la demanda proyectada para los Datacenter en la S/E Enea (23,2 MW, proyectado al año 2034).</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-5	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	Propuesta ID 28-22: Ampliación Línea 2x110 kV Tap Lo Valledor - Lo Valledor	<p>Al revisar la base Digsilent publicada por la CNE junto con el ITP, se verifica que, al simular la contingencia consistente en la desconexión de un circuito de la línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor, se producen sobrecargas del orden de 112% (año 2032) en el circuito sin falla (ver Anexo 1 - N° Observación 5 - Figura 5.1).</p> <p>Lo anterior, da cuenta de la existencia de condiciones de operación que superan los límites normales de utilización de la infraestructura bajo criterios de contingencia simple (N-1), situación que no se ve reflejada en la justificación de la propuesta ID 28-22.</p>	<p>Si bien en la respuesta de la Comisión se indica que en año 2026 contempla una revisión de la NTSyCS, con el objetivo de definir nuevos procedimientos, metodologías, estándares y requisitos aplicables a las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional en materia de seguridad y calidad de servicio, se estima necesario considerar que la ocurrencia reiterada de sobrecargas en condiciones de contingencia contribuye al deterioro acelerado de la infraestructura existente y a una disminución de los márgenes de seguridad operativa del sistema.</p> <p>Adicionalmente, se hace presente que el anillo de transmisión de la Región Metropolitana ha sido históricamente diseñado y operado bajo criterios de seguridad N-1 en los distintos tap existentes, por lo que la pérdida de dicho estándar no resulta coherente con los niveles de confiabilidad esperados para una zona de alta concentración de demanda.</p> <p>En virtud de lo anterior, se sugiere a la Comisión reconsiderar la evaluación de la propuesta ID 28-22 e incorporar la obra correspondiente en el Plan de Expansión de la Transmisión 2025, con el objeto de preservar los niveles de seguridad del sistema y evitar el deterioro de las instalaciones existentes.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se indicó en el Informe Técnico Preliminar, el proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del Sistema de Transmisión Zonal (STZ).</p> <p>Respecto de la justificación presentada por contingencias (Criterio N-1), cabe precisar que el artículo 89 del Reglamento de Planificación (D.S. N.° 37/2019) establece que la Comisión podrá evaluar obras de expansión destinadas a mejorar la seguridad de abastecimiento, considerando la disminución de energía no suministrada (ENS) o el incremento en la confiabilidad del sistema. En consecuencia, los efectos de contingencias en el Sistema de Transmisión Zonal (STZ) deben ser ponderados mediante un análisis probabilístico basado en ENS. Bajo este marco, si el costo de la obra resulta superior a su beneficio esperado, aquella no debe ser incorporada al Plan de Expansión.</p> <p>En la observación presentada no se incorporan análisis técnicos que permitan cuantificar la ENS esperada, lo cual es necesario para sustentar una evaluación económica que acredite beneficios netos positivos de la obra. En consecuencia, no se dispone de antecedentes suficientes que justifiquen económicamente su incorporación en el presente informe técnico.</p> <p>Por lo tanto, forzar la ejecución de una obra estructural en el Sistema Zonal, cuando no se han demostrado beneficios económicos, constituiría un incumplimiento del principio de eficiencia económica consagrado en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>Adicionalmente, la Comisión ha resuelto no incluir la obra en el presente proceso, postergándose su evaluación a la espera de la revisión de la NTSyCS contemplada en el Plan Normativo 2026, instancia que tiene por objeto definir los nuevos procedimientos y exigencias para la incorporación de obras por seguridad en los sistemas zonales, otorgando un marco normativo idóneo para su futura y eventual evaluación.</p> <p>En conformidad a lo anterior, esta Comisión ha decidido no</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						incorporar esta obra de expansión al presente proceso de expansión.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-6	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	Propuesta ID 28-23: Ampliación Línea 2x110 kV Tap Los Dominicos-Los Dominicos	<p>Al revisar la base Digsilent publicada por la CNE junto con el ITP, se verifica que, al simular la contingencia consistente en la desconexión de un circuito de la línea 2x110 kV Tap Los Dominicos-Los Dominicos, se producen sobrecargas del orden de 108% (año 2032) en el circuito sin falla (ver Anexo 1 - N° Observación 6 - Figura 6.1).</p> <p>Lo anterior, da cuenta de la existencia de condiciones de operación que superan los límites normales de utilización de la infraestructura bajo criterios de contingencia simple (N-1), situación que no se ve reflejada en la justificación de la propuesta ID 28-23.</p>	<p>Si bien en la respuesta de la Comisión se indica que en año 2026 contempla una revisión de la NTSyCS, con el objetivo de definir nuevos procedimientos, metodologías, estándares y requisitos aplicables a las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional en materia de seguridad y calidad de servicio, se estima necesario considerar que la ocurrencia reiterada de sobrecargas en condiciones de contingencia contribuye al deterioro acelerado de la infraestructura existente y a una disminución de los márgenes de seguridad operativa del sistema.</p> <p>Adicionalmente, se hace presente que el anillo de transmisión de la Región Metropolitana ha sido históricamente diseñado y operado bajo criterios de seguridad N-1 en los distintos tap existentes, por lo que la pérdida de dicho estándar no resulta coherente con los niveles de confiabilidad esperados para una zona de alta concentración de demanda.</p> <p>En virtud de lo anterior, se sugiere a la Comisión reconsiderar la evaluación de la propuesta ID 28-23 e incorporar la obra correspondiente en el Plan de Expansión de la Transmisión 2025, con el objeto de preservar los niveles de seguridad del sistema y evitar el deterioro de las instalaciones existentes.</p>	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-7	CEN	Otros Anexos 04 BD PowerFactory	Dmax SEN	<p>Al revisar la base de datos "04 BD PowerFactory" publicada por la CNE, se observa que en los distintos escenarios "Dmax SEN" los consumos asociados a Datacenter se encuentran modelados con valores de demanda igual a 0 MW.</p> <p>En particular, se identifican Datacenter que, en conjunto, representan del orden de 230 MW de demanda, y que no cuentan con valores de consumo asignados en los escenarios de máxima demanda. Entre estos se encuentran, a lo menos, los siguientes consumos: DC Punta Verde, DC Chacabuco, DC Enea y DC Chicureo.</p> <p>Cabe señalar que dichos consumos corresponden a proyectos que se conectarán al sistema y cuya materialización ha sido considerada mediante obras tramitadas por medio del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, por lo que su omisión en los escenarios de demanda afecta directamente los resultados de cargabilidad y suficiencia obtenidos a partir de la base publicada.</p>	<p>Se recomienda incorporar en la base "04 BD PowerFactory", y en particular en los escenarios "Dmax SEN", los valores de consumo asociados a los Datacenter anteriormente indicados, asignando potencias representativas de su operación esperada.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Al respecto, esta Comisión aclara que los escenarios de operación contenidos en la carpeta "Dmax SEN" son solamente indicativos. Los escenarios de operación utilizados por esta Comisión para evaluar las diferentes propuestas se encuentran en la carpeta "Estudios electricos", y en esos escenarios se pueden encontrar las demandas asociadas a los Datacenter, cuando estos forman parte del sistema eléctrico relevante para la obra en análisis.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-8	CEN	Propuestas Desechadas	ID 10-19 y ID 10-20	Se observa que, si bien la CNE propone la incorporación de la Nueva S/E Isabel Riquelme, la solución considerada no contempla el refuerzo en 500 kV asociado a la S/E Lo Curro, el cual constituye un punto de apoyo relevante para la descongestión de la zona y para el fortalecimiento del anillo de transmisión de la Región Metropolitana.	<p>Se sugiere realizar un nuevo análisis de la Zona Metropolitana, incorporando las obras propuestas por Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. que fueron incluidas en el archivo "Propuestas Desechadas", en particular las correspondientes a los ID 10-29 y 10-20:</p> <p>Nueva S/E Isabel Riquelme 220/110 kV – 400 MVA + Normalización de Taps Pajaritos y Lo Valledor</p> <p>Nueva S/E Lo Curro 500/220 kV – 750 MVA + Nueva Línea Lo Curro – Isabel Riquelme 2x220 kV</p> <p>Lo anterior, con el objeto de analizar una solución que incorpore el apoyo en 500 kV en Lo Curro, permitiendo una descongestión más efectiva de las líneas de la zona, una mejora en los niveles de seguridad del sistema y la incorporación de una nueva bajada en 500 kV en la Región Metropolitana, consistente con las necesidades estructurales de largo plazo del sistema de transmisión en esta área.</p>	<p>No se acoge la observación. Respecto a la sugerencia del Coordinador Eléctrico Nacional de realizar un nuevo análisis de la zona Metropolitana, incorporando y evaluando las iniciativas correspondientes a los ID 10-19 (Nueva S/E Isabel Riquelme) y 10-20 (Nueva S/E Lo Curro), presentadas por Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. , cabe señalar que ambas iniciativas fueron formalmente desechadas por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-9	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	ID: 28-9 Ampliación en S/E Parinacota.	<p>Como justificación para la no recomendación de la obra, se indica que "(...) el banco de transformadores monofásicos de la S/E Parinacota, de 120 MVA de capacidad máxima, no supera el 85% de su cargabilidad en el período de estudio. (...)". Sin embargo, al revisar la base de datos "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", en particular el Escenario de Operación "Dmax Parinacota 2032", se observa que las cargas abastecidas a través del transformador Parinacota 220/66/23 kV – 120 MVA se modelan con un factor de potencia uniforme de 0,98, supuesto que no se condice con una condición representativa de la operación real del SEN. De este modo, al utilizar los factores de potencia contenidos en la Base de Datos DIgSILENT de Operación publicada mensualmente por el Coordinador, cuyos escenarios se construyen a partir de mediciones representativas de las condiciones reales de operación, se verifica que el transformador Parinacota 220/66/23 kV 120 MVA supera el 85% de su capacidad nominal, alcanzando aproximadamente 92%.</p>	<p>Se recomienda a la CNE utilizar, en la evaluación de los Proyectos Propuestos, supuestos asociados a las condiciones de la operación real del SEN.</p> <p>Asimismo, se recomienda a la CNE considerar y recomendar la obra 'Ampliación en S/E Parinacota', propuesta por el Coordinador.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto al cuestionamiento sobre el uso de un factor de potencia de 0,98 inductivo en las modelaciones de la demanda, el análisis de esta Comisión verificó el escenario más exigente dentro del marco regulatorio. Al ajustar el factor de potencia al límite mínimo permitido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el cual corresponde a 0,93 inductivo para este tipo de barras, se constató que la cargabilidad del transformador sigue sin superar el umbral del 85% que justifica una obra por suficiencia.</p> <p>Adicionalmente, resulta imperativo precisar que el proceso de planificación de la expansión debe cimentarse sobre escenarios de simulación que asuman el cumplimiento de la normativa vigente. Proyectar expansiones del sistema de transmisión asumiendo como caso base que las cargas operarán con factores de potencia inferiores a los límites exigidos por la NTSyCS, implicaría sobredimensionar indebidamente la red para acomodar incumplimientos normativos o ineficiencias operativas de terceros.</p> <p>Por consiguiente, si en la operación real se verifican factores de potencia fuera de norma, dicha problemática operativa debe ser resuelta localmente mediante la promoción e instalación de equipos de compensación de reactivos (como bancos de condensadores) por parte de quienes corresponda, y no forzando una expansión sistémica prematura.</p> <p>En consecuencia, no existiendo superación del criterio de suficiencia bajo ninguna de las métricas evaluadas, y en estricto cumplimiento del mandato imperativo de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se ratifica la decisión de no acoger la observación, evitando así sobreinversiones injustificadas con cargo a los usuarios.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-10	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	ID: 28-43 Nuevo Reactor 150 MVAR en Línea 2X500 kV Kimal - Los Changos en S/E Kimal.	<p>Como justificación para la no recomendación de la obra, se indica que "(...) Cabe destacar que el análisis realizado muestra que los reactores de línea en el extremo Kimal, de la futura línea Kimal - Nueva Lagunas 2x500 kV, son efectivos en evitar las posibles sobretensiones en dicha subestación. (...)". Sin embargo, al revisar la base de datos "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", en particular el Escenario de Operación "Dmin SING 2034 activas CCSS", se observa que algunos equipos de compensación de reactivos como el CER Lagunas, presentan consignas de compensación de -100 MVAR en estado normal, lo que reduce significativamente el margen de actuación ante contingencias del sistema. Este supuesto no se condice con la filosofía operativa de estos dispositivos y configura una condición de operación del SEN no representativa de la operación real.</p> <p>Adicionalmente, se observa que, dado el horizonte temporal evaluado (2032), no se incorpora la influencia del proyecto HVDC Kimal-Lo Aguirre, particularmente en lo relativo a la compensación reactiva asociada a su operación. Al respecto, las Especificaciones Técnicas Funcionales (ETF) del proyecto establecen un límite de intercambio de potencia reactiva entre las Estaciones Convertidoras y el sistema AC de <math>\pm 150</math> MVAR, condición que puede incidir directamente en los niveles de tensión en la zona de estudio.</p>	Se recomienda a la CNE utilizar, en la evaluación de los Proyectos Propuestos, supuestos que representen condiciones reales de operación del SEN. Asimismo, se recomienda a la CNE considerar y recomendar la obra 'Nuevo Reactor 150 MVAR en Línea 2X500 kV Kimal - Los Changos en S/E Kimal', propuesta por el Coordinador.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Las simulaciones realizadas por esta Comisión muestran que la infraestructura proyectada en la zona de la S/E Kimal es suficiente para controlar posibles sobretensiones producto de la reenergización de uno de los circuitos de la línea Los Changos - Kimal 2x500 kV, incluso sin tener que recurrir a recursos adicionales de control de reactivos, tales como los cambiadores de tap en los bancos de autotransformadores 500/220 kV, o el bypass de las compensaciones serie de las líneas de 500 kV.</p> <p>Por otro lado, si bien esta Comisión concuerda con la importancia de mantener márgenes de operación en equipos como el futuro STATCOM en la S/E Lagunas, el escenario simulado representa una condición de recuperación de contingencia. Al ser una maniobra transitoria y temporal del sistema, adelantar la instalación de un reactor de 150 MVAR exclusivamente para mantener holguras durante este breve lapso resulta económicamente ineficiente.</p> <p>Por último, respecto a la operación de la futura conversora del proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre, cabe precisar que el diseño de los sistemas de compensación reactiva es de responsabilidad exclusiva de su adjudicatario. Por consiguiente, dicho enlace debe actuar como un recurso autosuficiente para el control de reactivos en escenarios de altas tensiones, no correspondiendo forzar expansiones con cargo al sistema para mitigar sus eventuales requerimientos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-11	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	ID: 28-12 Ampliación en S/E Liqcau + Seccionamiento del circuito N°2 de la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso.	<p>Como justificación para la no recomendación de la obra, se indica que "(...) En particular, los flujos de potencia de las líneas de transmisión de 220kV O'Higgins-Liqcau, O'Higgins-Coloso y el transformador N1 de la subestación Liqcau no superan el 85% capacidad en el horizonte proyectado. (...)". Sin embargo, al revisar la base de datos "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", en particular los Escenarios de Operación "Dmax OHi-Liq 2032-12 (ON, C1 y C2)", se observa que las cargas de la zona de Antofagasta se modelan con un factor de potencia uniforme de 0,98, supuesto que no se condice con una condición representativa de la operación real del SEN.</p> <p>De este modo, al utilizar los factores de potencia contenidos en la Base de Datos DIGSILENT de Operación publicada mensualmente por el Coordinador, cuyos escenarios se construyen a partir de mediciones representativas de las condiciones reales de operación, se verifica el deterioramiento del criterio de seguridad N-1.</p> <p>Adicionalmente, se observa que en la evaluación no se incorporan proyectos de consumo relevantes para la zona, tales como Proyecto Génesis (135 MW) y Proyecto Nueva Carbonato (90 MW), los cuales se encuentran autorizados para declararse en construcción.</p>	<p>Se recomienda a la CNE utilizar, en la evaluación de los Proyectos Propuestos, supuestos que representen condiciones reales de operación del SEN. Adicionalmente, se recomienda incorporar en dicha evaluación los proyectos de consumo relevantes de la zona, a fin de asegurar una estimación consistente de las condiciones de demanda.</p> <p>Asimismo, se recomienda a la CNE considerar y recomendar la obra "Ampliación en S/E Liqcau + Seccionamiento del circuito N°2 de la línea 2x220 kV O'Higgins – Coloso", propuesta por el Coordinador.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto de los proyectos "Génesis" y "Nueva Carbonato", a los que se hace referencia en la presente observación, cabe mencionar que estos debían declararse en construcción a mediados del año 2024. No obstante, tras el vencimiento de dicho plazo, sus propietarios solicitaron prórrogas, estableciéndose como nuevas fechas límite los meses de julio y agosto de 2026, respectivamente, para su declaración en construcción. Por lo anterior, persiste un alto grado de incertidumbre respecto de la materialización de estos proyectos como antecedentes válidos para sustentar la ampliación del sistema. En consecuencia, se estima conveniente postergar su análisis para próximos procesos de expansión, en función del avance efectivo de dichas iniciativas y de la eventual definición del diseño de la solución.</p> <p>Adicionalmente, en relación con el factor de potencia considerado en la observación, cabe señalar que la planificación de la expansión del sistema de transmisión debe ajustarse a las normas vigentes. En particular, la NTSyCS establece que, para sistemas de transmisión en 220 kV, el factor de potencia debe ser superior a 0,95 inductivo. Al aplicar este criterio en la evaluación de la zona, se mantiene la conclusión de esta Comisión en cuanto a que los resultados de los análisis de suficiencia evidencian que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para su incorporación en el presente informe técnico del plan de expansión, de conformidad con lo establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019).</p> <p>En relación con los argumentos planteados en materia de criterios de seguridad, remítase a la respuesta a la observación ID 000-5. En consecuencia, no se acoge la solicitud de incorporar esta obra en el plan de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-12	CEN	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	ID: 28-16 Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATAT).	<p>Como justificación para la no recomendación de la obra, se indica que "(...) En particular, los transformadores T3 y T4 de la S/E Ovalle no superan el 85% de cargabilidad para el año 2032. (...)". Sin embargo, al revisar la base de datos "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", en particular el Escenario de Operación "Dmax SEN 2032", se observa que las cargas abastecidas a través de los transformadores T3 y T4 se modelan con un factor de potencia uniforme de 0,98, supuesto que no se condice con una condición representativa de la operación real del SEN.</p> <p>De este modo, al utilizar los factores de potencia contenidos en la Base de Datos DIgSILENT de Operación publicada mensualmente por el Coordinador, cuyos escenarios se construyen a partir de mediciones representativas de las condiciones reales de operación, se verifica que los transformadores T3 y T4 superan el 85% de su capacidad nominal.</p>	Se recomienda a la CNE utilizar, en la evaluación de los Proyectos Propuestos, supuestos que representen condiciones reales de operación del SEN. Asimismo, se recomienda a la CNE considerar y recomendar la obra 'Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATAT)', propuesta por el Coordinador.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto al cuestionamiento sobre el uso de un factor de potencia de 0,98 inductivo en las modelaciones de la demanda, el análisis de esta Comisión verificó el escenario más exigente dentro del marco regulatorio. Al ajustar el factor de potencia al límite mínimo permitido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el cual corresponde a 0,93 inductivo, se constató que la cargabilidad del transformador sigue sin superar el umbral del 85% de su capacidad.</p> <p>Adicionalmente, resulta imperativo precisar que la normativa vigente no permite la existencia de cargas con factores de potencia inferiores a dicho límite establecido. Por lo tanto, las proyecciones de demanda en las simulaciones de planificación deben cimentarse sobre escenarios que asuman el cumplimiento del marco normativo, no correspondiendo sobredimensionar la red para acomodar eventuales ineficiencias o incumplimientos operativos de terceros.</p> <p>A mayor abundamiento, al revisar los antecedentes del anexo «Análisis Radial ITP 2025», el cual utiliza la base de datos cuantitativos proveniente de los medidores del Coordinador Eléctrico Nacional, se corroboró que la demanda proyectada para la subestación en cuestión tampoco supera el 85% de cargabilidad.</p> <p>En consecuencia, no existiendo superación del criterio de suficiencia bajo ninguna de las métricas evaluadas, y en estricto cumplimiento del mandato imperativo de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se ratifica la decisión de no acoger la observación, evitando así sobreinversiones injustificadas con cargo a los usuarios.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-13	CEN	7. METODOLOGÍA APLICADA AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	En los escenarios EGPT se observa un alto predominio del desarrollo de tecnología eólica en la zona centro-sur. No obstante, esta proyección se aleja de las tendencias observadas en el mercado, donde el desarrollo de generación solar y almacenamiento tiene una participación relevante, la cual no se refleja en los escenarios observados.	Se sugiere incorporar un escenario alternativo que considere restricciones al desarrollo eólico, asociadas a eventuales dificultades socioambientales, y que permita evaluar una mayor penetración de tecnología solar y de almacenamiento.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la sugerencia de incorporar un escenario alternativo que modifique estructuralmente las proyecciones de desarrollo eólico frente a las tecnologías solares y de almacenamiento, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Por consiguiente, lo solicitado en la observación constituye un cambio basal a los supuestos estructurales que conforman la PELP. El proceso de expansión de la transmisión no es la instancia procesal idónea para alterar las directrices de la política energética, cuyas modificaciones deben canalizarse a través de los procesos de participación ciudadana propios de la elaboración y actualización de la PELP.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión advierte y tiene a la vista las desviaciones de las tendencias de corto plazo respecto a las proyecciones de largo plazo, en particular, respecto al acelerado desarrollo del almacenamiento. No obstante, en resguardo del principio de preclusión y certeza jurídica, dichas tendencias serán absorbidas sistémicamente mediante las nuevas fechas de corte de información correspondientes al proceso de expansión de la transmisión del año 2026, actualmente en desarrollo, garantizando así la correcta y oportuna evaluación de las necesidades de la red.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-14	CEN	4.2.1 Nueva S/E Pichidangui 4.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra	Página 30, segundo párrafo.	<p>El radio propuesto se encuentra en parte del Sitio Prioritario (Ley 19.300 art. 11, letra d) "Cerro Santa Inés y Costa de Pichidangui", abarcando toda el área del radio exceptuando el área urbanizada. Estos sitios también son reconocidos por la Ley N°20.283 sobre recuperación de bosque nativo y fomento forestal. El área urbana o zona de interfaz (zonas adyacentes entre zonas de cobertura vegetal y zonas habitadas) presenta nivel de riesgo de incendios forestales Muy Alto en toda el área urbanizada del radio. (<a href="https://www.conaf.cl/incendios/analisis-nacional-de-riesgo-de-incendios-forestales/">https://www.conaf.cl/incendios/analisis-nacional-de-riesgo-de-incendios-forestales/</a>) La zona costera de Los Vilos tiene una potencialidad alta de contener unidades fosilíferas, abarcando toda el área terrestre del radio propuesto.</p>	Se sugiere ampliar el radio y/o desplazar la ubicación para la instalación de la S/E considerando las variables ambientales presentes en el área.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En cuanto a la solicitud de ampliar o desplazar el radio de emplazamiento, esta no se acoge. El área protegida dentro del radio involucra al Santuario de la Naturaleza Cerro Santa Inés, el cual se emplaza en el área limítrofe sur, constituyendo una porción pequeña que no restringe la factibilidad constructiva en el resto del área. Por otro lado, respecto a la costa de Pichidangui y su potencialidad fosilífera, cabe señalar que dicha área queda excluida al establecerse como condición que el emplazamiento de la subestación sea al oriente de la Ruta 5 Norte.</p> <p>Asimismo, la eventual presencia de bosque nativo (Ley N° 20.283) es una materia de evaluación y manejo estándar dentro del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), no constituyendo un impedimento absoluto para la definición del radio.</p> <p>Por su parte, el riesgo de incendio muy alto que se establece en las bases de datos de CONAF considera una probabilidad de ocurrencia, más no una restricción normativa para la ejecución de obras de transmisión.</p> <p>No obstante lo anterior, atendida la presencia del Sitio Prioritario (Ley N° 19.300 art. 11, letra d), así como la mayor complejidad que esto supone para la tramitación ambiental, se acoge el antecedente aportado en la observación, y como consecuencia de ello se incorpora un aumento en el plazo constructivo para la ejecución de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-15	CEN	4.2.3 Nueva S/E La Pitavia 4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra	Página 33, sexto párrafo.	La zona urbana y de extensión urbana de Cauquenes se encuentra rodeada por la cuenca del río Maule, clasificando sus terrenos de uso agrícola, como zona ZRI-7 Zona de Protección y Riesgo según el Plan Regulador Intercomunal de Cauquenes, Chanco y Peyuhue, correspondiendo a terrenos amagados por inundación donde, se permitirá instalaciones complementarias a actividades al aire libre, prohibiéndose todo tipo de edificaciones e instalaciones que impliquen la permanencia prolongada de personas, quedando disponible fuera de esta zona de riesgo, el área al nororiente del río Maule en el radio proyectado.	Se sugiere ampliar el radio y/o desplazar la ubicación para la instalación de la S/E considerando las variables ambientales presentes en el área.	Ver respuesta a observación ID 001-24
000-16	CEN	4.2.4 Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén 4.2.4.1 Descripción general y ubicación de la obra	Página 35, segundo párrafo.	La mitad poniente del radio propuesto contiene predios con títulos a merced de 4 representantes indígenas, con al menos 2 comunidades indígenas registradas, además de registrar compras de tierra bajo el art. 20 A de la Ley N°19.253. Por otro lado, se encuentra el sistema de humedales asociado al estero Huillio y áreas con bosque nativo renoval semidenso.	Se sugiere ampliar el radio y/o desplazar la ubicación para la instalación de la S/E considerando las variables ambientales presentes en el área.	Se acoge la observación. Esta Comisión modificará el radio y desplazará la ubicación para la instalación de la subestación Teodoro Schmidt, considerando las variables ambientales y la presencia de comunidades indígenas presentes en el área.
000-17	CEN	3.2.2 Nueva S/E Yutreco 3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra	Página 14, cuarto párrafo.	Para la subestación Yutreco se define la capacidad de barra del patio de 66 kV en 500 MVA. Se advierte una gran complejidad en cumplir dicho requerimiento, dado que la corriente nominal resultante de 4,4 kA para el paño seccionador de barra excede los estándares de fabricación disponibles en el mercado para dicho nivel de tensión.	Se recomienda a la CNE reducir la capacidad de barra del patio 66 kV a 300 MVA.	Se acoge la observación. Esta Comisión modificará la capacidad de transmisión de las barras de 66 kV en la S/E Yutreco, de acuerdo con la observación recibida.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-18	CEN	4.2.3 Nueva S/E La Pitavia 4.2.3.1 Descripción general y ubicación de la obra	Página 33, tercer párrafo.	Para la subestación Pitavia se define la capacidad de barra del patio de 66 kV en 500 MVA. Se advierte una gran complejidad en cumplir dicho requerimiento, dado que la corriente nominal resultante de 4,4 kA para el paño seccionador de barra excede los estándares de fabricación disponibles en el mercado para dicho nivel de tensión.	Se recomienda a la CNE reducir la capacidad de barra del patio 66 kV a 300 MVA.	Ver respuesta a observación ID 001-24
000-19	CEN	1 ANEXO 5: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS	1.2.2 Nueva S/E Isabel Riquelme y Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme	Se observa que el requerimiento de capacidad de barra de 1500 MVA para el patio de 110 kV de la obra Isabel Riquelme, proyectado en tecnología GIS, resulta técnicamente compleja dado que la ampacidad resultante de las barras supera los 7,8 kA lo que excede los estándares de fabricación para la clase 145 kV (típicamente limitados a 4000 A). Lo anterior fuerza la adopción de soluciones alternativas como el diseño AIS con el inconveniente de disponibilidad de terreno en la zona metropolitana, o bien un diseño híbrido (barra AIS y equipos GIS)	Se recomienda a la CNE analizar el requerimiento de capacidad de barra del patio 110 kV o en su defecto actualizar la ingeniería conceptual para reflejar una solución una solución técnicamente factible, tal como tecnología AIS o híbrida, acorde a los estándares de fabricación disponibles en el mercado para el nivel de corriente resultante.	Se acoge la observación. En virtud de lo planteado por el Coordinador, y tras evaluar la máxima corriente esperada en barras de la S/E, esta Comisión incorporará la modificación de alcance solicitada y ajustará la valorización y anexos asociados.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
000-20	CEN	4 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONAL	4.1.6 Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	<p>La S/E Nirivilo corresponde a una instalación tipo tap off. No obstante, la construcción de la barra se encontraba originalmente contemplada en la obra "Ampliación en S/E Nirivilo", incluida en el Decreto N°198 de 2019, la cual no fue ejecutada, conforme a la justificación establecida en el artículo 126 del Reglamento.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, el ITP 2025 señala que la obra "Ampliación en S/E Nirivilo" será sustituida por la obra "Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)", indicando la ampliación de la barra de 66 kV, la cual actualmente no existe, dado que su construcción se encontraba supeditada a la ejecución de la obra originalmente definida en el Decreto N°198 de 2019.</p>	Se sugiere que la obra "Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)" considere la construcción de la barra de 66kV.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con la información obtenida por esta Comisión a través de la plataforma Infotécnica del Coordinador, específicamente a partir del plano de planta de la instalación, la subestación Nirivilo sí cuenta con una barra de 66 kV, la cual actualmente conecta los dos transformadores presentes en la S/E Nirivilo.</p> <p>Lo anterior se confirma adicionalmente mediante la revisión de imágenes satelitales de la subestación. Por consiguiente, al existir físicamente dicha instalación, no resulta procedente incorporar su construcción.</p>
000-21	CEN	1 ANEXO 5: INGENIERÍA CONCEPTUAL DE LOS PROYECTOS	1.1.3 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	Se observa que la posición propuesta para el equipo STATCOM generará interferencias con la posición reservada en el proceso PLEX 2018 para un tercer banco de transformación 500/220 kV, el cual adicionalmente se encuentra incluido en la Propuesta de Expansión 2026 del Coordinador.	Se sugiere a la CNE evaluar el desarrollo del STATCOM hacia el sector poniente de la Subestación Polpaico, con el fin de garantizar la factibilidad técnica y de espacio para la futura expansión del banco de transformación reservado en el proceso 2018 (ver Anexo 1 - N° Observación 21 - Figura 21.1).	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>La posición propuesta para el equipo STATCOM posee un carácter estrictamente referencial en la ingeniería conceptual, por lo que corresponderá a instancias posteriores, como la elaboración de las respectivas bases de licitación, garantizar que la disposición física definitiva del proyecto no interfiera con otros proyectos futuros.</p> <p>Por otro lado, es del caso señalar que la ingeniería conceptual de este proyecto ya contempla la ampliación del patio de 500 kV hacia el sector poniente de la subestación, tal como se sugiere en la observación. Dado lo expresado anteriormente, esta Comisión no advierte la necesidad de modificar el alcance establecido para esta obra.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y recalando el carácter referencial del anexo de ingeniería conceptual, se modificará dicho documento asociado a este proyecto para precisar un sector tentativo para el STATCOM que no interfiera con la futura conexión en 500 kV de un tercer banco de autotransformadores en la S/E Polpaico, ajustando la zona referencial de emplazamiento de norponiente a surponiente.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-1	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 28-10 Ampliación en S/E Pukará (NTR ATMT)	<p>En las demadas de los años 2024 y 2025 de los transformadores de S/E Pukará que adjuntó la Comisión al Informe Técnico Preliminar (Análisis Radial ITP 2025) no es correcta, ya que las medidas reales son mayores a las que se indican en el citado documento. En archivo anexo adjunto "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles" se corrigen esos registros y se proyecta la carga de los transformadores de S/E Pukará utilizando los mismos porcentajes de la Comisión, lo que hace concluir que al año 2032 ambos transformadores operarían con una carga superior al 85% de su capacidad.</p> <p>Por lo tanto, coincidimos con el Coordinador respecto a que es necesario incorporar en el plan de expansión 2025 un proyecto que minimice los riesgos de abastecimiento de los consumos que son energizados desde S/E Pukará.</p> <p>Respecto a la solución propuesta, estamos de acuerdo con la Comisión en relación a las restricciones de espacio en S/E Pukará y a las dificultades que se podrían presentar para reforzar la LT 1x66kV Parinacota-Pukará. No obstante, esto es impedimento para que se evalúen otras alternativas.</p> <p>Analizamos esta zona y en S/E Parinacota se visualiza que hay espacio disponible para ejecutar un proyecto de ampliación que considere instalar un transformador 66/13,8kV, el que permitirá redistribuir carga a nivel del sistema de distribución y disminuir la carga de los transformadores de S/E Pukará.</p> <p>Otro beneficio de este nuevo transformador, es que permitiría descargar el transformador de S/E Chinchorro. Se debe tener en consideración que, pese a que ha sido relicitado, aún no ha asignado el proyecto "Ampliación en S/E Chinchorro".</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Ampliación en S/E Parinacota (NTR ATMT)" que considere:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalar un transformador 66/13,8kV de 40MVA con CBDC</li> <li>- Construir una nueva barra MT con 6 posiciones para nuevos alimentadores</li> <li>- Instalar un BBCC de 5 MVAR en 13,8kV</li> </ul>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la solicitud de evaluar e incorporar la obra «Ampliación en S/E Parinacota (NTR ATMT)», que consistente en un nuevo transformador 66/13,8 kV, como solución alternativa para descargar los consumos de la S/E Pukará, se informa que la petición resulta procesalmente improcedente.</p> <p>Al respecto, cabe precisar que si bien durante la etapa de convocatoria de este proceso se evaluó una iniciativa en dicha subestación, correspondiente a la propuesta del Coordinador Eléctrico Nacional ID 28-9 «Ampliación en S/E Parinacota (NTR ATAT)», dicho proyecto tenía un alcance técnico y nivel de tensión distinto (220/66 kV), el cual fue expresamente evaluado y no recomendado en el Informe Técnico Preliminar debido a que la cargabilidad del transformador ATAT no superaba el umbral normativo del 85%.</p> <p>Por consiguiente, la pretensión de la empresa de utilizar la presente etapa para introducir el diseño de una obra estructural nueva y con un alcance distinto (transformación AT/MT) para solucionar los problemas de falta de espacio físico diagnosticados en la propuesta ID 28-10 (S/E Pukará), vulnera el principio de preclusión y el diseño reglado de la planificación. La etapa de observaciones, acorde a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), tiene por objeto formular reparos sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo la instancia idónea para proponer proyectos nuevos que no fueron sometidos a la evaluación pública en su mérito.</p> <p>En consecuencia, si la empresa u otros interesados estiman necesaria la evaluación de esta alternativa específica de transformación en S/E Parinacota para abordar la situación local, corresponde que la presenten formalmente, aportando los antecedentes técnicos y económicos exigidos en el artículo 108° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), durante la etapa de convocatoria de futuros procesos de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-2	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 28-15 Nueva S/E El Olivar	<p>Al revisar el Anexo "Análisis Radial ITP 2025", se observa que no es correcta la información utilizada como demanda máxima del año 2024 en la S/E Las Compañías por parte de la Comisión, he inclusive como ya es posible utilizar la información real del año 2025 dicha proyección tampoco es acertada. En esa condición, si se corrige el archivo "Análisis Radial ITP 2025" como se puede apreciar en el informe complementario adjunto "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles", ocupando los mismos escenarios en percentiles de CNE, las mismas tasas de crecimiento de CNE y corrigiendo los escenarios de los años 2024 y 2025, el transformador de S/E Las Compañías si superaría el 85% en el horizonte de análisis, por lo tanto, cumple con las condiciones de suficiencia que justifican ejecutar un proyecto que disminuya su carga y minimice los riesgos de abastecimiento.</p> <p>La Nueva S/E Olivar propuesta por el Coordinador permitirá descargar el transformador de S/E Las Compañías y reconfigurar el sistema de distribución de la ciudad de La Serena, lo que permitirá abastecer los incrementos de demanda y mejorar la calidad de servicio.</p> <p>Considerando que se estima un plazo de ejecución de 48 meses para el proyecto Nueva S/E El Olivar, no se debería postergar el análisis e incorporar este proyecto en el Plan de Expansión 2025.</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E El Olivar"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la discrepancia sobre las proyecciones de demanda contenidas en el anexo «Análisis Radial ITP 2025», el análisis de esta Comisión verificó que, si bien el registro bruto evidencia un peak de cargabilidad aparente superior al 100% de la capacidad de la instalación para el periodo de estudio, dicha situación corresponde a una anomalía estadística aislada y no a un requerimiento real de la red.</p> <p>En efecto, se constató que este registro anómalo es consecuencia de una «doble medición» generada durante el cambio al horario de invierno, en el cual el retraso de los relojes en una hora provoca que los equipos de medida contabilicen la demanda de dos horas en un solo intervalo. Para corregir esta distorsión y reflejar el comportamiento real de la demanda, la metodología de la Comisión contempla la utilización del estadígrafo del percentil 99,9. Al aplicar este filtro, que depura la anomalía del cambio de horario, se corrobora que la cargabilidad efectiva de la subestación no supera el umbral normativo del 85% de su capacidad.</p> <p>En consecuencia, al no verificarse un problema real de suficiencia acorde a lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente incorporar la obra solicitada al Informe Técnico Final.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-3	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 28-17 Ampliación en S/E Bollenar	<p>Según se observa en el archivo "Análisis Radial ITP 2025" y en los comentarios del "Anexo 1 – Resultado de la Evaluación de los Proyectos Propuestos", propuesta 28-17, a partir del año 2031 el transformador de la S/E Bollenar presenta una carga superior al 85% de su capacidad, tal como se observa en el anexo de estas observaciones "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles". En consecuencia, se cumplen las condiciones de suficiencia que justifican la ejecución de un proyecto que reduzca su carga y minimice los riesgos de abastecimiento en el marco del Plan de Expansión 2025.</p> <p>Respecto de las alternativas de solución, compartimos el criterio de la Comisión en cuanto a que "una solución integral ubicada en la zona geográfica comprendida entre las subestaciones Bollenar y Curacaví aportaría mayores beneficios sistémicos".</p> <p>Para abordar esta problemática, en los planes de expansión de los años 2017 y 2021, CGE Transmisión ha propuesto a la Comisión la incorporación del proyecto "Nueva S/E María Pinto", el cual permitiría reconfigurar el sistema de distribución de la zona, reducir la extensión de alimentadores que actualmente superan los 100 km y descargar los transformadores de las S/E Bollenar y Curacaví. Para este proyecto se estima un plazo de ejecución de 48 meses.</p> <p>En consideración a los antecedentes expuestos, no resulta correcto postergar esta iniciativa para un próximo proceso, dado que la Comisión ha contado con información y plazos suficientes para su evaluación, además que sus propios análisis indican "que los riesgos críticos de sobrecarga se proyectan a partir del año 2032", y que la experiencia reciente demuestra que las etapas de licitación y construcción</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E María Pinto" (que CGE Transmisión propuso el año 2021)	<p>No se acoge la observación. El Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "Nueva S/E María Pinto" no fue propuesta para este período, sino para el ciclo correspondiente al plan de expansión del año 2021, como lo reconoce la misma empresa. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p> <p>Acceder a la evaluación de un proyecto no propuesto en tiempo y forma vulneraría gravemente el debido proceso, privando al resto de los actores del mercado del derecho a conocer y analizar oportunamente dicha iniciativa. En este sentido, la inclusión de proyectos en esta instancia se aparta de las etapas previstas por la normativa y excede la naturaleza propia de lo que constituye una observación al informe preliminar. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha resuelto (Dictamen N° 7-2021) que la mera alusión de una iniciativa durante la etapa de observaciones carece de la suficiencia necesaria para habilitar su evaluación cabal dentro del procedimiento de planificación, ratificando además (Dictamen N° 23-2021) la improcedencia de efectuar nuevos análisis empleando información que debió aportarse oportunamente en las fases reglamentarias dispuestas para dicho fin. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no corresponde a esta Comisión efectuar su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>podrían presentar retrasos relevantes. Por lo anterior, la alternativa más adecuada es incorporar la Nueva S/E María Pinto o proyecto similar en el Plan de Expansión 2025.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-4	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-5 Nueva LT 110kV Choapa - Illapel	<p>Los diagramas de planta asociados al proyecto "Nueva LT 110kV Choapa - Illapel" fueron enviados a CNE como complemento de información para su evaluación en respuesta al OF. ORD. N°1005/2025, mediante carta DGR N°3313/2025, estando contenida la información en carpeta "Diagramas de planta - Complemento". Hacemos envío nuevamente del diagrama de planta solicitado adjuntándolo a estas observaciones en la carpeta "DP - Obs ITP25".</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En ese contexto, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada, para la revisión por parte de la Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones. Lo contrario podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro de los clientes finales (regulados y libres) en la zona analizada.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida por CGE como respuesta al mencionado oficio, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva LT 110kV Choapa - Illapel"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-5 (Nueva LT 110 kV Choapa - Illapel), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó el Diagrama de Planta del proyecto, excusando expresamente su omisión bajo la indicación de que dicho plano sería enviado con posterioridad. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal c) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-5	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Informe Técnico Preliminar Punto 3.1.2	3.1.2.1 Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)	<p>El proyecto Nueva S/E Metrenco (actual Nueva S/E Quepe) fue incorporado en el Decreto N°418/2017, con el objeto de aumentar la capacidad de transmisión en las redes de 66kV, incorporando una nueva inyección desde el sistema de 220kV, entre Temuco y Pitrufrquen, estableciéndose un plazo de ejecución de 28 meses y una puesta en servicio estimada para septiembre de 2020. Sin embargo, a la fecha la obra no presenta avances constructivos y, según el portal de seguimiento del Coordinador, registra un atraso del 63% al mes de diciembre de 2025, lo que genera incertidumbre respecto de su ejecución efectiva. En este contexto, y con el fin de minimizar los riesgos de abastecimiento en la zona, se estima necesario que la Comisión incorpore en el Plan de Expansión 2025 alternativas al proyecto de Nueva S/E Quepe.</p> <p>Con lo anterior, y tal como se detalla en el anexo de estas observaciones "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles", las iniciativas indicadas en el ITP de "Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)"; "Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)" y "Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén" se deben modificar para incluir transformación 220/66kV en Río Toltén, seccionar la LT 2x66kV Padre Las Casas-Pitrufrquen y energizar la Nueva S/E Teodoro Schmidt en 66kV de acuerdo con el sistema de transmisión zonal existente.</p> <p>Es decir, se debe de considerar, (1) la Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, con la construcción de una media diagonal en 220kV; (2) Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, considerando transformación 220/66kV y la construcción de un patio de 66kV conformado por un esquema de barra BPS+BT que permita seccionar la LT 2x66kV Padre Las Casas -Pitrufrquén, la conexión del nuevo</p>	<p>Modificar el alcance de las obras "Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)"; "Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)" y "Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén" de manera de que la transmisión zonal opere en 66kV desde Río Tolten y se interconecte con la LT 2x66kV Padre Las Casas - Pitrufrquen.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En cuanto a las preocupaciones manifestadas respecto al atraso de la obra Nueva S/E Metrenco (actual S/E Quepe), los antecedentes oficiales más recientes desestiman la incertidumbre planteada. De acuerdo con la "Plataforma Web Seguimiento de Obras en Ejecución Decretadas y Autorizadas en el marco del Art.102 de la LGSE" del Coordinador Eléctrico Nacional, en su auditoría de febrero de 2026, se indica que "SEA declara inadmisibles los recursos reclamación de comunidades contra RCA. Se libera rescate arqueológico de patio 66kV (PAS132), trabajos comenzarán marzo. Se espera de informe de comisión tasadora para comenzar toma posesión de tramo 2 sin negociación".</p> <p>Por consiguiente, el desarrollo de la S/E Quepe debería seguir con normalidad. En este contexto, incorporar obras alternativas en el presente Plan de Expansión para abordar el mismo requerimiento, con el objeto de sustituir o mitigar el atraso de una obra ya decretada, resulta técnica y económicamente injustificado.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				transformador 220/66kV y la conexión de la Nueva LT 2x66kV Teodoro Schmidt y (3) Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x66kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-6	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-10 Nueva S/E Talagante y Nueva LT 2x66kV Isla de Maipo-Talagante	<p>Los diagramas de planta asociados al proyecto "Nueva S/E Talagante y Nueva LT 2x66kV Isla de Maipo-Talagante" fueron enviados a CNE como complemento de información para su evaluación en respuesta al OF. ORD. N°1005/2025, mediante carta DGR N°3313/2025, estando contenida la información en carpeta denominada "Diagramas de planta - Complemento". Hacemos envío nuevamente del diagrama de planta solicitado en estas observaciones adjuntándolo en carpeta "DP - Obs ITP25".</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En ese contexto, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada, para la revisión por parte de la Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones. Lo contrario podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro de los clientes finales (regulados y libres) en la zona analizada.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida por CGE como respuesta al mencionado oficio, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Talagante y Nueva LT 2x66kV Isla de Maipo-Talagante"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-10 (Nueva S/E Talagante y Nueva LT 2x66kV Isla de Maipo-Talagante), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó el Diagrama de Planta del proyecto, excusando expresamente su omisión bajo la indicación de que dicho plano sería enviado en los días posteriores. Dicha carencia configura un incumplimiento del literal c) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-7	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-17 Nueva S/E Lolol, Nueva LT 2x66kV Peralillo-Lolol y Nueva LT 2x66kV Lolol-Ranguilí	<p>Los antecedentes de diagramas de planta asociados al proyecto "Nueva S/E Lolol, Nueva LT 2x66kV Peralillo-Lolol y Nueva LT 2x66kV Lolol-Ranguilí" fueron enviados a CNE como complemento de información para su evaluación en respuesta al OF. ORD. N°1005/2025, mediante carta DGR N°3313/2025, estando contenida la información en carpeta denominada "Diagramas de planta - Complemento". Hacemos envío nuevamente del diagrama de planta solicitado adjuntándolo en carpeta "DP - Obs ITP25", donde se incluye diagrama de planta de S/E Ranguilí actualizado, ya que incorpora además del proyecto propuesto por CGE en el marco del Plan de Expansión 2025, el proyecto de Ampliación en S/E Ranguilí decretado por el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes del año 2025.</p> <p>Es importante destacar que el proyecto resguarda el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, dado que aborda en el largo plazo el problema de alta cargabilidad con el que operan o podrían operar instalaciones existentes, condición que compromete la seguridad y continuidad de suministro en las comunas de Lolol, Vichuquen, Licanten, Hualañe, Curepto y Paredones a un total aproximado de 30.000.- clientes regulados. Dado los beneficios a nivel de distribución del proyecto, se ha propuesto además su consideración bajo el Artículo 81° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 37 del Ministerio de Energía, enviando a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, en archivo "Informe Artículo 81 CGE" con el detalle solicitado para la aplicación de este artículo en complemento a la información previamente declarada, donde aportaría complementariamente a lo mencionado a redes de distribución en la zona de Santa Cruz.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida por CGE como respuesta al mencionado oficio, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Lolol, Nueva LT 2x66kV Peralillo-Lolol y Nueva LT 2x66kV Lolol-Ranguilí"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-17 (Nueva S/E Lolol, Nueva LT 2x66kV Peralillo-Lolol y Nueva LT 2x66kV Lolol-Ranguilí), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó el Diagrama de Planta del proyecto, excusando expresamente su omisión bajo el argumento de que estimaba que dicho plano no aplicaba. Contrario a lo señalado por la empresa, esta Comisión determinó que dicho antecedente resultaba indispensable para evaluar la factibilidad técnica de la solución propuesta, máxime considerando que involucra ampliaciones en instalaciones existentes. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal c) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En ese contexto, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada, para la revisión por parte de la Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones. Lo contrario podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro de los clientes finales (regulados y libres) en la zona analizada.</p>		<p>mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-8	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-18 Nueva S/E El Huique y Nueva LT 2x66kV Peralillo-El Huique	<p>Los antecedentes de demanda asociados al proyecto "Nueva S/E El Huique y Nueva LT 2x66kV Peralillo-El Huique", fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo denominado "Perfiles de demanda", ubicado en carpeta PE2025-08 Nueva SE El Huique/ b.Descripción General. Posteriormente, en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, se hace envío mediante carta DGR N°3313/2025, adjuntando nuevamente la información solicitada, complementándola con informe "Respuesta de CGE al Oficio N°1005/2025 de la Comisión Nacional de Energía", donde se explica el comportamiento de las demandas registradas y estimadas por inyecciones de PMGD.</p> <p>Cabe señalar que la metodología aplicada para la elaboración de la información remitida en el proceso 2025 es consistente con la definida por la Comisión en la convocatoria del Plan de Expansión 2026. En consecuencia, no resulta correcto afirmar que la información de demanda presentada no cumple con la calidad técnica mínima exigida, en particular respecto del tratamiento del efecto de los PMGD, el cual fue considerado conforme a los criterios metodológicos actualmente requeridos por la CNE. Por lo anterior, los antecedentes entregados sí satisfacen lo solicitado y deben de ser evaluados.</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para revisión. En consecuencia, que fuera desechada la solicitud no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida en tiempo y forma por CGE a la CNE, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E El Huique y Nueva LT 2x66kV Peralillo-El Huique"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-18 (Nueva S/E El Huique y Nueva LT 2x66kV Peralillo-El Huique), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, mediante el Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectados a las redes de distribución. No obstante, los antecedentes aportados por el promotor en su respuesta no dieron cumplimiento a esta exigencia técnica mínima ni fueron presentados en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Dicha omisión técnica configura un incumplimiento del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>En relación con el argumento de la empresa respecto a que la metodología aplicada para el tratamiento de PMGD sería consistente con la convocatoria del Plan de Expansión 2026, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 deben evaluarse estrictamente bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1005/2025. Por consiguiente, invocar criterios metodológicos que han sido definidos para una convocatoria futura resulta improcedente y no</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-9	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-16 Nueva S/E Peralillo	<p>Los antecedentes de diagramas de planta y perfiles de demanda sin PMGD asociados a los proyectos "Nueva S/E Lolol, Nueva LT 2x66kV Peralillo-Lolol y Nueva LT 2x66kV Lolol-Ranguilí" y "Nueva S/E El Huique y Nueva LT 2x66kV Peralillo-El Huique" respectivamente, fueron enviados a CNE según se detalla en sus observaciones de ese mismo documento.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, se solicita que la información remitida sea analizada y permita evaluar la propuesta con fin de incorporarla en el Informe Técnico Final para contar con un nuevo punto de conexión que tenga la cantidad de posiciones necesarias para energizar las nuevas instalaciones hacia S/E Lolol y S/E El Huique que complementan a esta obra.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En ese contexto, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada, para la revisión por parte de la Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones. Lo contrario podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro en la zona analizada.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Peralillo"	Ver respuesta a las observaciones ID 001-7 y 001-8

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-10	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-7 Nueva S/E Rivadavia	<p>Los antecedentes de demanda asociados al transformador de S/E Vicuña, impactado por la Nueva S/E Rivadavia fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Perfiles de demanda", ubicado en carpeta PE2025-07 Nueva SE Rivadavia/b.Descripción General. Posteriormente, en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, se hizo envío mediante carta DGR N°3313/2025, adjuntando nuevamente la información solicitada, complementándola con informe "Respuesta de CGE al Oficio N°1005/2025 de la Comisión Nacional de Energía", donde se explica el comportamiento de las demandas registradas y estimadas por inyecciones de PMGD.</p> <p>Cabe señalar que la metodología aplicada para la elaboración de la información remitida en el proceso 2025 es consistente con la definida por la Comisión en la convocatoria del Plan de Expansión 2026. En consecuencia, no resulta correcto afirmar que la información de demanda presentada no cumple con la calidad técnica mínima exigida, en particular respecto del tratamiento del efecto de los PMGD, el cual fue considerado conforme a los criterios metodológicos actualmente requeridos por la CNE. Por lo anterior, los antecedentes entregados sí satisfacen lo solicitado y deben de ser evaluados.</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para revisión. En consecuencia, que fueran desechadas no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida en tiempo y forma por CGE a la CNE, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Rivadavia"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-7 (Nueva S/E Rivadavia), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, mediante el Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectados a las redes de distribución. No obstante, los antecedentes aportados por el promotor en su respuesta no dieron cumplimiento a esta exigencia técnica mínima ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Dicha omisión técnica configura un incumplimiento del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>En relación con el argumento de la empresa respecto a que la metodología aplicada para el tratamiento de PMGD sería consistente con la convocatoria del Plan de Expansión 2026, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto, la admisibilidad y suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 deben evaluarse estrictamente bajo los criterios vigentes y exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1005/2025. Por consiguiente, invocar criterios metodológicos que han sido definidos para una convocatoria futura</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>resulta improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-11	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-14 Nueva S/E Coinco y Nueva LT 2x66kV Tap Tilcoco-Coinco	<p>En la carpeta "DP - Obs ITP25" se adjunta el diagrama de planta correspondiente al Tap Off Tilcoco, instalación impactada por el proyecto Nueva S/E Coinco y Nueva LT 2x66 kV Tap Tilcoco-Coinco.</p> <p>El proyecto tiene por objeto mitigar condiciones operativas relevantes, considerando que la S/E Loreto dispone actualmente de un transformador T1 66/15 kV de 10,5 MVA, el cual, de acuerdo con el horizonte de análisis, superará el 85% de su capacidad máxima. En este contexto, en el Plan de Expansión 2018 se definió el proyecto Ampliación en S/E Loreto, que contempla el reemplazo del transformador existente por uno de 20 MVA. Dicho proyecto fue licitado y adjudicado por el CEN, pero posteriormente abandonado por el contratista asignado, siendo luego relicitado y declarado desierto, sin que exista a la fecha certeza respecto de su ejecución. En consecuencia, resulta necesario considerar alternativas que permitan mitigar la condición operativa actual de la subestación.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto Nueva S/E Coinco y Nueva LT 2x66 kV Tap Tilcoco-Coinco genera beneficios directos en la reducción de carga de los transformadores de las S/E Cachapoal y S/E Lo Miranda, así como en la descongestión de uno de los circuitos de la LT 2x66 kV Punta de Cortés-Lo Miranda. El detalle del impacto del proyecto, tanto en los sistemas de distribución como de transmisión, fue remitido oportunamente a la CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, en el marco del envío de las Propuestas del Plan de Expansión de la Transmisión 2025, encontrándose disponible en el archivo "Reporte detallado proyecto", ubicado en la carpeta PE2025-14 Nueva S/E Coinco / b. Descripción General.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Coinco y Nueva LT 2x66kV Tap Tilcoco-Coinco"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-14 (Nueva S/E Coinco y Nueva LT 2x66kV Tap Tilcoco-Coinco), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó el Diagrama de Planta del proyecto, excusando expresamente su omisión bajo el argumento de que no sería necesario. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal c) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos (como el diagrama de planta que se adjunta recién en esta fase) ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En este sentido, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada para la revisión por parte de esa Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones, toda vez que su omisión podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro en la zona analizada.</p>		<p>establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-12	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-2 Ampliación en S/E Incahuasi	<p>Los antecedentes de demanda asociados al transformador de S/E Incahuasi fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo denominado "Perfiles de demanda", ubicado en carpeta PE2025-02 Ampliación SE Incahuasi/ b.Descripción General. Posteriormente, en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, se hizo envío mediante carta DGR N°3313/2025, adjuntando nuevamente la información solicitada, complementándola con informe denominado "Respuesta de CGE al Oficio N°1005/2025 de la Comisión Nacional de Energía", donde se explica el comportamiento de las demandas registradas y estimadas por inyecciones de PMGD.</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para su revisión. En consecuencia, su nueva solicitud no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión y se solicita que la información remitida sea analizada y permita evaluar la propuesta con fin de incorporarla en el Informe Técnico Final.</p> <p>Finalmente, se hace presente que conforme al entendimiento técnico existente entre las partes durante el desarrollo del proceso hasta ahora, no resultaba necesario contar con un Estudio de Flujo de Potencia para sustentar la necesidad de reemplazar o incorporar un transformador en una subestación AT/MT. No obstante lo anterior, se ha incorporado dicho estudio, el cual se encuentra disponible en la carpeta "EFP – Obs ITP25", incluyendo el informe requerido y su respectiva base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd). Los resultados del</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Ampliación en S/E Incahuasi"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-2 (Ampliación en S/E Incahuasi), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, mediante el Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), así como la entrega de un informe con los estudios eléctricos que respaldaran el impacto de la obra en el Sistema Eléctrico Nacional, los cuales debían incluir, al menos, el Estudio de Flujo de Potencia (EFP) y su base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd). No obstante, los antecedentes de demanda aportados no dieron cumplimiento a la exigencia técnica mínima ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Asimismo, el promotor omitió entregar los EFP y bases de datos requeridas, excusándose expresamente bajo el argumento de que no estimaba necesaria su realización. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento relativo a que anteriormente no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y bases de datos DigSILENT para proyectos de ampliación AT/MT, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto, la suficiencia</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>estudio confirman que la incorporación del transformador AT/MT para dividir los consumos existentes y futuros en S/E Incahuasi, no genera impactos en el sistema de transmisión zonal, ratificando así la pertinencia de la solución propuesta.</p>		<p>técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos (como el Estudio de Flujo de Potencia y sus bases de datos que se adjuntan recién en esta fase) ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-13	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-1 Ampliación en S/E Uribe	<p>Los antecedentes de demanda asociados al transformador de S/E Uribe fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Perfiles de demanda", ubicado en carpeta PE2025-01 Ampliación SE Uribe/ b.Descripción General. Posteriormente, en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, se hizo envío mediante carta DGR N°3313/2025, adjuntando nuevamente la información solicitada, complementándola con informe "Respuesta de CGE al Oficio N°1005/2025 de la Comisión Nacional de Energía", donde se explica el comportamiento de las demandas registradas y estimadas por inyecciones de PMGD.</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para su revisión. En consecuencia, su nueva solicitud no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión y se solicita que la información remitida sea analizada y permita evaluar la propuesta con fin de incorporarla en el Informe Técnico Final.</p> <p>Finalmente, se hace presente que conforme al entendimiento técnico existente entre las partes durante el desarrollo del proceso hasta ahora, no resultaba necesario contar con un Estudio de Flujo de Potencia para sustentar la necesidad de reemplazar o incorporar un transformador en una subestación AT/MT. No obstante lo anterior, se ha incorporado dicho estudio, el cual se encuentra disponible en la carpeta "EFP – Obs ITP25", incluyendo el informe requerido y su respectiva base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd). Los resultados del estudio confirman que la incorporación del</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Ampliación en S/E Uribe"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-1 (Ampliación en S/E Uribe), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), así como la entrega de un informe con los estudios eléctricos que respaldaran el impacto de la obra en el Sistema Eléctrico Nacional, los cuales debían incluir, al menos, el Estudio de Flujo de Potencia (EFP) y su base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd). No obstante, los antecedentes de demanda aportados no dieron cumplimiento a la exigencia técnica mínima ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Asimismo, el promotor omitió entregar los EFP y bases de datos requeridas, excusándose expresamente bajo el argumento de que no estimaba necesaria su realización. Dicha doble omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos (como el Estudio de Flujo de Potencia y sus bases de datos que se adjuntan recién en esta fase) ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>transformador AT/MT para dividir los consumos existentes y futuros en S/E Uribe, no genera impactos en el sistema de transmisión zonal, ratificando así la pertinencia de la solución propuesta.</p>		<p>administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-14	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-9 Nueva S/E Marambio	<p>Los antecedentes de demanda asociados a los transformadores de S/E Chocalán y S/E Mandinga, impactadas por la Nueva S/E Marambio fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Perfiles de demanda", ubicado en carpeta PE2025-09 Nueva SE Marambio/ b.Descripción General. Posteriormente, en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, se hizo envío mediante carta DGR N°3313/2025, adjuntando nuevamente la información solicitada, complementándola con informe "Respuesta de CGE al Oficio N°1005/2025 de la Comisión Nacional de Energía", donde se explica el comportamiento de las demandas registradas y estimadas por inyecciones de PMGD.</p> <p>Cabe señalar que la metodología aplicada para la elaboración de la información remitida en el proceso 2025 es consistente con la definida por la Comisión en la convocatoria del Plan de Expansión 2026. En consecuencia, no resulta correcto afirmar que la información de demanda presentada no cumple con la calidad técnica mínima exigida, en particular respecto del tratamiento del efecto de los PMGD, el cual fue considerado conforme a los criterios metodológicos actualmente requeridos por la CNE. Por lo anterior, los antecedentes entregados sí satisfacen lo solicitado y deben de ser evaluados.</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para revisión. En consecuencia, que fueran desechadas no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida en tiempo y forma por CGE a la CNE, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Marambio"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-9 (Nueva S/E Marambio), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectados a las redes de distribución. No obstante, los antecedentes aportados por el promotor no dieron cumplimiento a esta exigencia técnica mínima ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Dicha omisión configura un incumplimiento del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>En relación con el argumento de la empresa respecto a que la metodología aplicada para el tratamiento de PMGD sería consistente con la convocatoria del Plan de Expansión 2026, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 deben evaluarse estrictamente bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1005/2025. Por consiguiente, invocar criterios metodológicos que han sido definidos para una convocatoria futura resulta improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-15	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-15 Nuevo transformador AT/MT en Tap Nihue	<p>Los antecedentes de diagramas de planta asociados al proyecto "Nuevo transformador AT/MT en Tap Nihue" fueron enviados a CNE como complemento de información para su evaluación en respuesta a OF. ORD. N°1005/2025, mediante carta DGR N°3313/2025, estando contenida la información en carpeta "Diagramas de planta - Complemento". Hacemos envío nuevamente del diagrama de planta solicitado adjuntándolo a estas observaciones en carpeta "DP - Obs ITP25".</p> <p>El proyecto resguarda el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, dado que aborda directamente el problema de alta cargabilidad con el que actualmente operan las instalaciones existentes, condición que compromete la seguridad y continuidad de suministro en las comunas de Litueche, Las Cabras y San Pedro. Un análisis completo del proyecto fue enviado a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Reporte detallado proyecto", ubicado en carpeta PE2025-15 Nuevo transformador AT-MT Tap Nihue/ b.Descripción General.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la condición identificada y la solución propuesta resguardan adecuadamente el abastecimiento de la demanda del sistema en análisis, en tanto abordan de manera directa las necesidades técnicas expuestas por CGE Transmisión en sus estudios. En ese contexto, se ha aportado información técnica suficiente y debidamente fundada, para la revisión por parte de la Comisión, la cual corresponde sea considerada en sus evaluaciones. Lo contrario podría comprometer la seguridad y continuidad del suministro de los clientes finales (regulados y libres) en la zona analizada.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida por CGE como respuesta al mencionado oficio, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nuevo transformador AT/MT en Tap Nihue"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-15 (Nuevo transformador AT/MT en Tap Nihue), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el promotor no aportó el Diagrama de Planta del proyecto, excusando expresamente su omisión bajo la indicación de que dicho plano sería enviado en los días posteriores. Dicha carencia configura un incumplimiento del literal c) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para acompañar antecedentes extemporáneos (como el diagrama de planta que se adjunta recién en esta fase) ni para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, admitir antecedentes técnicos extemporáneos o incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-16	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 05-20 Nueva LT 1x66kV Buli-San Carlos	<p>Los antecedentes asociados a los Estudio de Flujo de Potencia (EFP) y su base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd) fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivos denominados "LT Buli-San Carlos- Esc Base 2024" y "LT Buli-San Carlos- Esc proyectado 2032", ubicado en carpeta f. Análisis Eléctrico de Impacto en el SEN. Adicionalmente, y en consideración de dar conformidad con los artículos 108 y 109 del Reglamento de Planificación de la Transmisión, así como con el artículo 31 de la Ley N°19.880, se adjuntó para su evaluación por parte de CNE un informe con los estudios eléctricos que respaldaran el impacto de la obra en el Sistema Eléctrico Nacional, denominado "EN251703.1 Nueva LT 1x66 Buli - San Carlos R0".</p> <p>Por lo anterior, la información técnica requerida ya fue entregada en instancias anteriores, encontrándose debidamente disponible para revisión. En consecuencia, que fueran desechadas no resulta procedente, toda vez que corresponde a antecedentes que debieron ser analizados por la Comisión en el marco de las obligaciones propias del proceso de planificación de la expansión.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida en tiempo y forma por CGE a la CNE, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva LT 1x66kV Buli-San Carlos"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 05-20 (Nueva LT 1x66kV Buli-San Carlos), cabe señalar que la iniciativa mantiene su condición de formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. Al respecto, si bien la empresa argumenta en su presentación haber hecho entrega oportuna de los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y sus respectivas bases de datos, cabe señalar que, producto de un error de referencia en el documento "Propuestas desechadas 2025", se aludió a la ausencia de dichos estudios como causal de descarte. No obstante, al realizar una nueva revisión exhaustiva del expediente, se constata que la decisión de desechar la propuesta se sustenta en el incumplimiento de los requerimientos solicitados para esta obra mediante el Oficio CNE N° 1005/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto. En particular, para esta iniciativa la Comisión requirió expresamente la elaboración de perfiles de demanda que consideraran el descuento del efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectados a las redes de distribución, así como la entrega del Diagrama de Planta respectivo.</p> <p>Sin embargo, los antecedentes aportados por el promotor no dieron cumplimiento a estas exigencias técnicas mínimas ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis de esta Comisión. Esta omisión configura un incumplimiento directo de los literales c) y f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ratifica el ejercicio de la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-17	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-6 Adecuaciones en S/E Choapa	<p>La obra "Adecuaciones en S/E Choapa" tiene por objetivo habilitar el transformador AT2 existente 220/110/23 kV de 75 MVA, actualmente en condición de reserva, de manera que pueda operar en conjunto con el transformador AT1. Esta necesidad se origina debido a las limitaciones técnicas previamente identificadas por la misma CNE en el Plan de Expansión 2018, las cuales persisten hasta la fecha.</p> <p>En virtud de lo anterior, se debe revisar la evaluación realizada respecto de la condición operativa actual y de las proyecciones de carga en la S/E Choapa, dado que en el proceso de revisión del Plan de Expansión 2025 la CNE omitió los antecedentes expuestos. En el "Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos", la Comisión fundamenta el rechazo del proyecto señalando textualmente que: "En particular, si se consideran ambos transformadores de poder en operación en la S/E Choapa, no se supera el 85% de cargabilidad para el periodo de estudio. Por lo anterior, no se acoge la incorporación de esta propuesta al actual informe técnico de expansión de la transmisión." No obstante, dicha conclusión contradice la condición operativa real, en la cual el transformador actualmente en reserva no puede entrar en operación conjunta con el AT1 sin la ejecución previa de las adecuaciones.</p> <p>Por lo anterior, se solicita que la CNE reevalúe su análisis considerando el proyecto Nueva S/E La Yesera y las condiciones técnicas en S/E Choapa.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Adecuaciones en S/E Choapa"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a los argumentos planteados para justificar las «Adecuaciones en S/E Choapa», los cuales se sustentan en el aumento proyectado de la demanda al año 2030 producto del proyecto minero "El Espino" de la empresa Punta del Cobre S.A. (Pucobre), el análisis de esta Comisión verificó que dicha necesidad ya se encuentra abordada sistémicamente. En efecto, se constató que la obra urgente denominada «Nueva S/E Seccionadora La Yesera 110 kV», aprobada para su ejecución mediante la Resolución Exenta N° 496 de 2024 al amparo del artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, fue concebida precisamente con el objetivo de abastecer de forma directa la demanda de dicho proyecto minero.</p> <p>Por consiguiente, al ser absorbida esta carga proyectada por la nueva instalación, los estudios de la Comisión corroboran que no se presentarán problemas de suficiencia en la S/E Choapa durante el periodo de estudio, garantizándose el correcto abastecimiento del sector aun operando únicamente con el transformador AT1.</p> <p>En consecuencia, y encumplimiento del mandato imperativo de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), no resulta procedente recomendar la adecuación solicitada para incorporar el transformador AT2, toda vez que implicaría encarecer el sistema mediante sobreinversiones destinadas a cubrir una demanda que ya cuenta con una solución estructural.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-18	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-13 Nueva S/E Seccionadora Hospital	<p>El proyecto Nueva S/E Seccionadora Hospital tiene por objetivo incrementar los niveles de seguridad y reconfigurar la infraestructura de transmisión que abastece a las comunas de Buin, Paine y Mostazal, dado que la S/E Hospital y el Tap Hospital es el punto de interconexión para las subestaciones Fátima, Paine, San Francisco de Mostazal y Codegua, es decir, donde se interconectan tres puntos de baja desde 154kV y 110kV, si embargo, no tiene las condiciones operativas y de disposición para seccionar debidamente la red y administrar los flujos de potencia en 66kV.</p> <p>Si bien actualmente existe interconexión entre estas instalaciones, no es posible proveer respaldo total en condiciones de mantenimiento o contingencia, debido a que la LT 1x66 kV Tap Hospital – Hospital opera con un conductor cuya capacidad es 17,6 MVA a 25°C con sol (según Infotécnica), constituyendo una restricción para el transporte de potencia de transmisión en esta zona.</p> <p>El análisis de perfiles de demanda de las subestaciones cercanas (Paine B2 y Fátima B5) evidencia que, al menos durante todo el año 2025, S/E Hospital fue y continúa siendo energizada principalmente desde S/E Paine a través de la LT 1x66 kV Tap Hospital – Hospital, provocando una utilización sostenida al límite de su capacidad. Si bien existen otras topologías que podrían distribuir los flujos hacia S/E Hospital desde Fátima, la que se ha dado en la realidad por restricciones de transformación en S/E Fátima exige el tramo mencionado y expone la vulnerabilidad operativa en la zona, por lo que la obra propuesta podría permitir mejorar la flexibilidad y confiabilidad del sistema sur de la región Metropolitana y norte de la región de O'Higgins.</p> <p>Adicionalmente, se encuentra decretado un proyecto</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Seccionadora Hospital"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Ver respuesta a observación ID 000-5.</p> <p>En adición a lo anterior, respecto al argumento de suficiencia en condición normal (N), el análisis técnico-económico contemplado en el artículo 88° del Reglamento de Planificación (D.S. N° 37/2019) fue realizado sobre las proyecciones de demanda máxima y los flujos de potencia esperados bajo una configuración topológica óptima de la red. En particular, las simulaciones realizadas por esta Comisión consideraron en servicio la obra de expansión "Ampliación en SE Fátima" (Decreto 198 de 2019), y el eventual abastecimiento de la S/E Hospital a través de la línea Fátima - Hospital 1x66 kV, sin que se hayan observado problemas de suficiencia asociados a esta propuesta.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>de Ampliación en S/E Hospital, que contempla la instalación de un segundo transformador de 30 MVA, elevando la capacidad instalada de la subestación a 48 MVA, valor considerablemente superior a la capacidad actual de la línea que la alimenta.</p> <p>Por lo anterior, se considera que la evaluación de la CNE de no visualizar problemas de suficiencia en la zona, debería de ser reevaluada en virtud de los antecedentes enviados en la propuesta de expansión de CGE Transmisión incluyendo los flujos de potencia respectivos y las limitantes operativas mencionadas.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-19	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-21 Nueva S/E Vilches	<p>El proyecto Nueva S/E Vilches busca generar una nueva configuración del sistema de distribución en la comuna de San Clemente, al incorporar nueva infraestructura de transmisión en un punto alejado de las zonas urbanas, independiente de las líneas que energizan las SSEE San Clemente y Maule, las cuales están situadas a más de 30 km de la ubicación propuesta para esta nueva instalación y que en conjunto energizan redes radiales con una extensión del orden de los 500km.</p> <p>La nueva infraestructura permitirá disponer de una nueva subestación cercana a los centros de consumo rurales y otorgar posibilidad de respaldos a los circuitos existentes. De esta manera, se permite disminuir la potencia y clientes suministrados por circuito, generando impactos importantes en la eficiencia total del sistema en análisis, mejorando la confiabilidad y la calidad en el suministro de la comuna en estudio.</p> <p>El detalle asociado a la evaluación del impacto de Nueva S/E Vilches tanto en los sistemas de distribución como transmisión han sido enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo denominado "Reporte detallado proyecto", ubicado en carpeta PE2025-21 Nuevo SE Vilches/ b.Descripción General.</p> <p>Dado los beneficios a nivel de distribución del proyecto, se ha propuesto su consideración bajo el Artículo 81° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 37 del Ministerio de Energía, enviando a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, archivo denominado "Informe Artículo 81 CGE" con el detalle de información solicitado bajo este artículo en complemento a la</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Vilches"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la obra "Nueva S/E Vilches" no resulta factible de ser acogida. Si bien la empresa fundamenta su requerimiento en la aplicación del Artículo 81° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), argumentando beneficios directos sobre la reducción de pérdidas, perfiles de tensión y acortamiento de redes radiales rurales, cabe precisar que el espíritu regulatorio de las soluciones conjuntas entre transmisión y distribución no constituye un mecanismo para transferir requerimientos exclusivos de las redes de distribución hacia el segmento de transmisión zonal. La evaluación de este tipo de soluciones exige acreditar una eficiencia sistémica integral, la cual se materializa de manera óptima cuando la creación de un nuevo punto de suministro permite resolver, de forma sinérgica, restricciones estructurales o de suficiencia en la red de transmisión base. Esta condición de eficiencia conjunta no se verifica en el presente caso, toda vez que las necesidades de capacidad primaria de la zona ya se encuentran debidamente resguardadas por el proyecto "Ampliación en S/E Maule" aprobado en el Plan de Expansión 2024.</p> <p>Al analizar los antecedentes aportados por la empresa, se constata que la justificación se limita a evidenciar las mejoras operativas que la nueva subestación generaría sobre los alimentadores existentes, omitiendo presentar una evaluación económica comparativa frente a soluciones propias del segmento de distribución. En este sentido, la empresa no demuestra la inviabilidad de implementar medidas de mitigación mediante inversiones en el sistema de distribución. De conformidad al artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las obras de transmisión deben propender a un desarrollo eficiente y al mínimo costo sistémico. En consecuencia, aprobar una obra de transmisión zonal para resolver un problema de extensión y calidad de producto inherente a la topología de la red de distribución rural, sin haber acreditado que dicha intervención constituye la alternativa más eficiente frente a las adecuaciones propias de dicho segmento, contraviene dicho principio rector.</p> <p>En virtud de lo expuesto, se desestima la solicitud de incorporar el proyecto «Nueva S/E Vilches» en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión 2025.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>información previamente declarada.</p> <p>Sobre la observación de CNE, si bien se ha generado nueva infraestructura de transmisión asociada al proyecto Ampliación en S/E Maule, en el Plan de Expansión 2024, sus alcances son diferentes al de este proyecto, dado que está enfocado en la zona urbana de Talca y San Clemente mientras que el proyecto en análisis se enfoca en una mejora de las condiciones a nivel de distribución de redes rurales con nula capacidad de respaldo.</p> <p>En consideración de los antecedentes expuestos y los dos informes ya enviados a la CNE se concluye que lo indicado en informe 10. ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS asociado a proyecto Ampliación en S/E Maule del Plan de Expansión 2024 no da respuesta a la necesidad planteada referente a la extensión de las redes de distribución, razón por la cual la obra en análisis se presenta bajo el Artículo 81° del Reglamento y no por criterios de suficiencia.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-20	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-22 Nueva S/E Quirquilinco y Nueva LT 2x66kV Linares-Quirquilinco	<p>El proyecto Nueva S/E Quirquilinco y Nueva LT 2x66kV Linares-Quirquilinco busca generar una nueva configuración del sistema de distribución en las comunas de Cauquenes y Empedrado, al incorporar nueva infraestructura de transmisión en un punto alejado de las zonas urbanas, situadas a más de 35 km de la ubicación de las instalaciones de transmisión existente, energizando en conjunto redes radiales de distribución con una extensión superior a los 800 km.</p> <p>La nueva infraestructura permitirá disponer de una nueva subestación cercana a los consumos rurales más alejados desde las subestaciones actuales, otorgando la posibilidad de respaldos a los circuitos existentes. De esta manera, se permite mejorar la condición conjunta sistémica, la confiabilidad, calidad de servicio y la eficiencia en el suministro de las comunas en estudio.</p> <p>Toda la información y análisis del impacto de la Nueva S/E Quirquilinco y Nueva LT 2x66kV Linares-Quirquilinco tanto en los sistemas de distribución como transmisión, fueron enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Reporte detallado proyecto", ubicado en carpeta PE2025-22 Nuevo SE Quirquilinco/ b.Descripción General.</p> <p>Dado los beneficios a nivel de distribución del proyecto, se ha propuesto su consideración bajo el Artículo 81° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 37 del Ministerio de Energía, enviando a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, archivo denominado "Informe Artículo 81 CGE" con el detalle de información solicitado bajo este artículo en complemento a la información previamente declarada.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Quirquilinco y Nueva LT 2x66kV Linares-Quirquilinco"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar la obra «Nueva S/E Quirquilinco y Nueva LT 2x66kV Linares-Quirquilinco», se ratifica la decisión de no incluirla en el presente plan. Al respecto, cabe señalar que las necesidades de suficiencia diagnosticadas en la zona ya se encuentran abordadas sistémicamente mediante la incorporación de la obra de expansión «Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)», la cual forma parte de la planificación para dicho sector.</p> <p>Por otro lado, en cuanto a la efectividad técnica del proyecto propuesto por la empresa como solución adicional, el análisis de esta Comisión verificó que dicha iniciativa presenta limitaciones físicas estructurales que restringen su capacidad real para disminuir la cargabilidad del tramo de línea Paso Hondo - Cauquenes 66 kV. En efecto, se constató que la demanda suministrada por la S/E Cauquenes se concentra en torno a dicha ciudad, por lo que la eventual S/E Quirquilinco energizaría los tramos más externos del alimentador Quella. Dado que dichos tramos utilizan conductores de baja sección, la capacidad de transferencia de carga desde la S/E Cauquenes hacia la subestación propuesta se vería severamente limitada, restándole toda viabilidad y efectividad a la solución planteada.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la solicitud de incorporar la propuesta bajo el amparo del artículo 81° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), puesto que, de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión en cumplimiento del artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, la obra no constituye una solución técnica y económicamente eficiente para el sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Con lo anterior, las evaluaciones asociada a los proyectos Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT) y Nueva S/E La Pitavia, incorporadas en el presente Plan de Expansión, son de objetivos y alcances diferentes a los de la Nueva S/E Quirquilingo, dados que están enfocados a incrementar la capacidad de transformación actual sin impacto en reducir la extensión de los alimentadores de distribución energizados de dicha instalaciones. En particula lo que respecta a Nueva S/E La Pitavia, su locación estaría definida muy cercana a la S/E Cauquenes y ubicandose algunos kilómetros al Poniente de ésta, cuando la siutación analizada se refiere al NorOriente de dcha subestación.</p> <p>En consideración de los antecedentes expuestos y visto en el informe 10. ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS, la Ampliación en S/E Nirivilo y Nueva S/E La Pitavia no dan respuesta a la necesidad descrita y respaldada en los informes enviados por CGE Transmisión pudiendo ser complementarias pero no excluyentes entre si.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-21	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-11 Nueva S/E Lo Martínez y Nueva LT 2x110kV Seccionamiento o Santa Raquel - Tap Santa Raquel	<p>El proyecto Nueva S/E Lo Martínez y Nueva LT 2x110kV Seccionamiento Santa Raquel - Tap Santa Raquel busca generar una nueva configuración del sistema de distribución de las comunas de El Bosque, La Pintana y parte de San Bernardo, al incorporar nueva infraestructura de transmisión en el centro de dicho sistema, independiente de los provenientes desde SSEE Panamericana, Las Acacias, San Bernardo, Mariscal y Santa Rosa Sur, que se ubican a más de 4km.</p> <p>Adicionalmente, la incorporación temprana de la nueva subestación permitirá adelantarse a los crecimientos urbanos de la zona sur de la región metropolitana, caracterizada por su alta densidad, para lo cual se ha proyectado una ubicación cercana al campus sur de la Universidad de Chile en la comuna de La Pintana, a energizarse a través de un seccionamiento de la LT 2x110kV Tap Santa Raquel - Santa Raquel.</p> <p>El detalle asociado a la evaluación del impacto de Nueva S/E lo Martinez tanto en los sistemas de distribución como transmisión han sido enviados a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, correspondiente al envío de las Propuestas Plan de Expansión de la Transmisión 2025, estando contenida la información en archivo "Reporte detallado proyecto", ubicado en carpeta PE2025-11 Nuevo SE Lo Martinez/ b.Descripción General.</p> <p>Dado los beneficios a nivel de distribución del proyecto, se ha propuesto su consideración bajo el Artículo 81° del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 37 del Ministerio de Energía, enviando a CNE para su evaluación mediante carta GG N°676/2025, en archivo "Informe Artículo 81 CGE" con el detalle solicitado para la aplicación de este artículo en complemento a la información</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Lo Martínez y Nueva LT 2x110kV Seccionamiento Santa Raquel - Tap Santa Raquel"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la obra «Nueva S/E Lo Martinez y Nueva LT 2x110kV Seccionamiento Santa Raquel - Tap Santa Raquel» no resulta factible de ser acogida. Si bien la empresa fundamenta su requerimiento en la aplicación del artículo 81° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) argumentando beneficios directos sobre la reducción de pérdidas, perfiles de tensión y cargabilidad proyectada de los alimentadores, cabe precisar que la figura normativa de las soluciones conjuntas entre transmisión y distribución no constituye un mecanismo para transferir ineficiencias o requerimientos exclusivos de las redes de distribución hacia el segmento de transmisión zonal.</p> <p>La evaluación de este tipo de soluciones exige acreditar una eficiencia sistémica integral, la cual se materializa de manera óptima cuando la creación de un nuevo punto de suministro permite resolver, de forma sinérgica, restricciones estructurales o de suficiencia en la red de transmisión base. Esta condición de eficiencia conjunta no se verifica en el presente caso, toda vez que no se proyecta la pérdida del criterio de suficiencia en los transformadores primarios de distribución de la zona. En efecto, de acuerdo con los estudios de esta Comisión, los transformadores AT/MT en las SS/EE Panamericana, Las Acacias, San Bernardo, Mariscal y Santa Rosa Sur no superan el 85% de cargabilidad proyectada al año 2032.</p> <p>En consecuencia, no se acoge la solicitud de incorporar la propuesta bajo el amparo del artículo 81° del Reglamento, puesto que, al no verificarse las condiciones de eficiencia conjunta, por no ser la obra necesaria para el segmento de transmisión, no concurren los elementos necesarios para ser incluida en el presente plan de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>previamente declarada.</p> <p>En este sentido, la evaluación efectuada por la Comisión se sustenta en consideraciones que no se condicen con la información técnica efectivamente presentada. En particular, el hecho de que los transformadores AT/MT de las S/E Panamericana, Las Acacias, San Bernardo, Mariscal y Santa Rosa Sur no superen el 85% de cargabilidad al año 2032 no constituye un argumento suficiente para desestimar la propuesta presentada, toda vez que dicha conclusión no aborda de manera integral las condiciones operativas, ni las necesidades estructurales del sistema presentados.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-22	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-12 Aumento de capacidad en LT 2x66kV Rancagua-Tap Alameda	<p>En consideración de los antecedentes expuestos por CNE, en relación a diferencias en la capacidad de la línea LT 2x66kV Rancagua-Alameda, concordamos con CNE en que el conductor asociado al circuito 1 tiene una capacidad de 102 MVA, al ser una línea fasciculada Butte con dos conductores por fase. No obstante, si bien no se proyecta que la carga del circuito N°1 pueda alcanzar, en el horizonte de análisis, su capacidad máxima de transporte, el circuito N°2 no tiene actualmente la capacidad de respaldar dichos consumos ante falla en el primer circuito al estar construido con un conductor Cu 3/0 AWG.</p> <p>Por lo anterior, se debe considerar reemplazar el conductor existente en el circuito N°2 por uno que permita una capacidad de transporte de las mismas características del circuito N°1, dejando una simetría en la capacidad de transporte de ambos circuitos, en miras de incrementar la confiabilidad del sistema asociado a S/E Alameda.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Aumento de capacidad en LT 2x66kV Rancagua-Tap Alameda"	No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-23	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 05-24 Aumento de capacidad en LT 2x66kV Lastarria-Loncoche	<p>Considerando las demandas reales de los años 2024 y 2025, se constata que la LT 2x66 kV Lastarria-Loncoche opera actualmente con una cargabilidad superior al 85%, condición que se mantiene al evaluar la cargabilidad con y sin la presencia de PMGD, conforme a la metodología definida en el documento "Definición de Requerimientos" de la Convocatoria del Plan de Expansión 2026. Esta situación difiere absolutamente de lo señalado por la CNE, que indica la inexistencia de problemas de suficiencia en el horizonte de análisis.</p> <p>Si bien existen proyectos asociados al Plan de Expansión 2022 que resolverían por redes de distribución esta condición, su materialización está sujeta a la realización de estudios de franja y a procesos de licitación con plazos extensos y aún inciertos. La experiencia reciente demuestra que este tipo de proyectos con estudios de franja pueden presentar tiempos significativos de concreción, estimándose para este caso que su puesta en servicio no ocurriría, en el mejor de los casos, antes del año 2034 para obras que solo su ejecución de las obras Nuevas (posterior a las ampliaciones) está considerada en 60 meses y en los modelos de flujos de potencia de la CNE están considerados en servicio para el año 2030.</p> <p>En consecuencia, las obras mencionadas no permitirán mitigar oportunamente la condición de sobrecarga de la LT 2x66 kV Lastarria-Loncoche, por lo que resulta necesario incorporar en el Plan de Expansión 2025 un proyecto específico que aborde esta condición operativa.</p> <p>El detalle de los antecedentes y análisis que sustentan lo anterior se presentarán en la propuesta de expansión y se complementan en documento anexo a estas observaciones "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles".</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Aumento de capacidad en LT 2x66kV Lastarria-Loncoche"	<p>No se acoge la observación. El análisis sistémico realizado por esta Comisión se elaboró en estricto apego al mandato del literal d) del artículo 78° del Reglamento de Planificación (D.S. N° 37/2019), el cual exige considerar las obras de transmisión que hayan sido incluidas en algún Plan de Expansión anterior o autorizadas de acuerdo al artículo 102° de la Ley. En cumplimiento de dicha disposición, la modelación consideró las instalaciones correspondientes al proyecto «Apoyo al abastecimiento de las comunas de Villarrica, Pucón y Panguipulli» (perteneciente al Plan de Expansión 2022). Bajo este escenario normativo, las proyecciones realizadas muestran que no se identificarían problemas de suficiencia en el periodo de análisis que justifiquen la incorporación de la obra propuesta al presente ciclo de planificación.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, si se atiende al escenario alternativo propuesto por la empresa, en el cual se asume la no materialización de las referidas obras del Plan 2022 por demoras en sus estudios de franja y sus procesos de licitación, eventualmente podrían existir incrementos sustanciales en los niveles de carga del corredor.</p> <p>No obstante, esta Comisión advierte que dicha eventual condición de sobrecarga no obedece a una necesidad de expansión estructural, sino a un riesgo de retraso constructivo de infraestructura ya decretada. Atendido los plazos administrativos ineludibles asociados a la materialización de obras de expansión, y teniendo en consideración lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 88° del citado Reglamento, se concluye que incorporar la obra "Aumento de capacidad en LT 2x66kV Lastarria-Loncoche" para esta zona a través del proceso regular de planificación no constituye una medida oportuna ni eficiente para abordar dichos retrasos.</p> <p>En consecuencia, no procede la incorporación de esta propuesta en el presente proceso. Ante la eventual materialización del retraso esgrimido, el ordenamiento jurídico dispone de herramientas específicas e idóneas para su abordaje acelerado, tales como el mecanismo de Obras Necesarias y Urgentes del artículo 91° bis de la Ley, o las autorizaciones excepcionales del inciso segundo de su artículo 102°.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-24	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Informe Técnico Preliminar Punto 4.2.3	4.2.3.1 Nueva S/E La Pitavia	<p>De acuerdo con los antecedentes entregados por la CNE en el documento "Análisis Radial ITP 2025", relativos a las proyecciones de demanda de las unidades de transformación de la S/E Cauquenes, se detecta una inconsistencia en la cargabilidad asignada a la unidad T3 12 MVA 66/13,8 kV, la cual estaría siendo sobreestimada. Adicionalmente, considerando la topología de las redes de distribución en la zona de Cauquenes, que superan los 500 km de extensión, se estima que la ubicación propuesta para la S/E Pitavia, proyectada a 3 km al poniente de la S/E Cauquenes, no generaría un impacto significativo en términos de mejoras en la confiabilidad y calidad de servicio del sistema.</p> <p>Por lo anterior, y con el objetivo de dar una solución integral al sistema de transmisión y distribución, se propone evaluar, en reemplazo de la construcción de una nueva subestación en el punto definido, la incorporación de una nueva subestación en el sector de Curanipe, ubicado aproximadamente a 30 km al poniente de la S/E Cauquenes, de manera de permitir una redistribución más eficiente de las cargas entre los alimentadores existentes de la S/E La Vega y la S/E Cauquenes. El detalle de proyecto Nueva S/E Curanipe 66/13,2 y Nueva LT 1x66kV La Vega-Nueva Curanipe se detalla en documento "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles".</p> <p>Finalmente, en caso de mantenerse el crecimiento de demanda en las cercanías de Cauquenes, se estima que una alternativa más eficiente correspondería a una ampliación de la S/E Cauquenes, que considere el reemplazo de la unidad de transformación T3 de 12 MVA de 66/13,8 kV por una de 20 MVA, junto con la incorporación de dos nuevas salidas de alimentadores de media tensión.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 un proyecto de Ampliación de S/E Cauquenes (RTR ATMT)	<p>Se acoge parcialmente la observación. Esta Comisión analizó los antecedentes aportados en la observación respecto a la cargabilidad proyectada para la unidad T3 de la S/E Cauquenes, procediendo a actualizar las bases de datos y a corregir la demanda base y las tasas de crecimiento correspondientes.</p> <p>A partir de dicha actualización, las nuevas simulaciones demostraron que es factible gestionar la demanda mediante maniobras operativas y el rebalanceo de carga en los alimentadores de distribución abastecidos por dicha subestación. De este modo, se logra mantener la cargabilidad de los transformadores de la S/E Cauquenes dentro de los márgenes normativos de suficiencia durante todo el horizonte de planificación, sin necesidad de agregar nuevas obras de expansión. En virtud de lo anterior, esta Comisión eliminará la obra denominada "Nueva S/E La Pitavia" del Informe Técnico Final. Finalmente, la solicitud de incorporar al plan el proyecto «Ampliación de S/E Cauquenes (RTR ATMT)» resulta improcedente, toda vez que la etapa de observaciones, acorde a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), tiene por objeto formular reparos sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo la instancia idónea para proponer proyectos nuevos que no fueron sometidos a la evaluación pública en su mérito.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-25	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 28-16 Ampliación en S/E Ovalle (NTR ATAT)	<p>En relación con las observaciones realizadas por la CNE respecto de la condición de carga de los transformadores T3 110/66 kV 60 MVA y T4 110/66 kV 60 MVA de la S/E Ovalle, se concuerda con dicha Comisión en que no se proyectan condiciones de carga que superen el 85% al año 2032. No obstante lo anterior, se identifican niveles de carga superiores al 85% en las líneas de 110 kV entre La Ruca y Ovalle que alimentan a dichos transformadores, situación que se ve influenciada por el estado de avance del proyecto Aumento de Capacidad de la Línea 2x110 kV La Ruca – Ovalle, perteneciente al Plan de Expansión 2020, el cual fue adjudicado y posteriormente abandonado por el contratista.</p> <p>En este contexto, se evidencia la necesidad de incorporar nueva infraestructura que permita descargar y respaldar la línea entre La Ruca y Ovalle, especialmente considerando la energización de la S/E La Yesera. Para dar respuesta a esta condición, se propone evaluar la incorporación del proyecto Nueva S/E Limarí 220/110/23 kV, que secciona la LT 1x110 kV Ovalle – Punitaqui y se energice mediante la Nueva LT 2x220 kV Don Goyo – Limarí. Esta solución permitiría redistribuir carga desde la S/E Ovalle hacia la Nueva S/E Limarí, asegurando el adecuado abastecimiento de la demanda, habilitando la conexión de futuros proyectos de generación y permitiendo, además, la evacuación de la generación actualmente existente en la S/E Ovalle, destacándose la urgencia manifestada por las empresas generadoras PMGD debido a las restricciones de inyección que afectan a sus instalaciones.</p> <p>Adicionalmente, la localización propuesta de la Nueva S/E Limarí, en un radio aproximado de 3 km desde la intersección de las rutas D-555 y D-563, permitiría reducir el radio de suministro de cuatro alimentadores de media tensión que actualmente presentan longitudes superiores a 150 km,</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva S/E Limarí 220/110/23kV y Nueva LT 2x220kV Don Goyo – Limarí "	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La solicitud de evaluar e incorporar en el presente proceso el proyecto «Nueva S/E Limarí 220/110/23kV y Nueva LT 2x220kV Don Goyo – Limarí» resulta procesalmente improcedente. Tal como consta en los registros del proceso, esta iniciativa constituye una propuesta de obra nueva que no formó parte de la etapa de convocatoria original ni fue propuesta en el Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Cabe recordar que el proceso de planificación de la expansión de la transmisión es un procedimiento estrictamente reglado, compuesto por etapas sucesivas y preclusivas. La etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar tiene por objeto exclusivo formular reparos sobre las evaluaciones y resultados contenidos en dicho documento, no constituyendo la instancia idónea para proponer proyectos nuevos que no fueron sometidos a la evaluación pública en su mérito. Acceder a evaluar un proyecto de esta envergadura en esta etapa vulneraría el principio de preclusión y el diseño del marco normativo.</p> <p>Por consiguiente, si la empresa estima necesaria la evaluación de esta iniciativa específica para descargar y respaldar la red de la zona, corresponde que la presente formalmente, aportando todos los antecedentes técnicos y económicos exigidos en el artículo 108° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), durante la etapa de convocatoria de futuros procesos de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>contribuyendo a mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico en las comunas de Ovalle y Punitaqui.</p> <p>Un detalle simplificado del proyecto Nueva S/E Limarí 220/110/23 kV y de la Nueva LT 2x220 kV Don Goyo – Limarí se presenta en el documento "CGET - Observaciones ITP Plan 2025 Anexo detalles".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-26	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 06-3 PE-03 Nuevo Transformador 110/23 kV de 12 MVA, nueva línea de 1x23 kV en SE Tocopilla.	<p>En relación con el proyecto propuesto por ENGIE, que establece la necesidad de instalar un nuevo transformador, se coincide en que dicha incorporación contribuirá positivamente a aumentar la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico en la zona. En particular, esta nueva instalación permitiría, entre otros beneficios, la reubicación de la barra MT de S/E Tocopilla que atiende a CGE, reduciendo de manera relevante su actual exposición a condiciones ambientales adversas, tales como altos niveles de polución y humedad, que hoy afectan su operación.</p> <p>Asimismo, la reubicación y modernización de esta infraestructura abre la posibilidad de evaluar nuevos puntos de conexión, lo que permitiría optimizar la operación del sistema y mejorar su flexibilidad frente a contingencias operativas. Lo anterior resulta especialmente relevante para asegurar el suministro eléctrico a los clientes regulados del área, quienes actualmente se encuentran expuestos a eventuales interrupciones asociadas a restricciones y fallas en el segmento de transmisión. En este contexto, el proyecto propuesto representa una mejora estructural que fortalece el sistema y reduce el riesgo de interrupciones del servicio.</p>	Incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto de "Nuevo Transformador 110/23 kV de 12 MVA, nueva línea de 1x23 kV en SE Tocopilla".	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5.</p> <p>En adición a lo anterior, en cuanto a la necesidad de reubicar la barra de Media Tensión (MT) para reducir su exposición a condiciones ambientales adversas, tales como altos niveles de polución y humedad, cabe señalar que la mitigación de dichas condiciones corresponde a las obligaciones de mantenimiento, adecuación y operación segura de las instalaciones por parte de su propietario. La existencia de vulnerabilidades operativas asociadas a factores ambientales locales no justifica, por sí sola, la exigencia de una inversión estructural en el Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-27	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	10. Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	ID Propuesta 28-33 Ampliación de Línea 1x66kV Curanilahue - Curanilahue Norte	<p>En relación con las observaciones formuladas por la CNE respecto de la condición de carga de los transformadores T1 66/23 kV 10,2 MVA y T2 66/13,2 kV 10 MVA de S/E Curanilahue, se concuerda en que no se evidencian condiciones de cargabilidad que superen el 85% al año 2032, considerando la desconexión del cliente Aserradero Colorado. Dicha situación implicó una reducción aproximada de 2 MW en la demanda asociada, lo cual se refleja en los perfiles de carga de la unidad T2 66/13,2 kV 10 MVA.</p> <p>No obstante lo anterior, se identifica una condición de carga en la unidad reguladora ATR3 66/66 kV 30 MVA que amerita la incorporación de una obra destinada a subsanar dicha situación. En este contexto, se visualiza la necesidad de desarrollar un proyecto que contemple la habilitación de un regulador de tensión en la S/E Curanilahue Norte, con una capacidad acorde a la de la línea LT 1x66 kV Curanilahue Norte–Tres Pinos ya que la solución del banco de condensadores en S/E Cañete se visualiza solamente como una condición de corto plazo.</p> <p>La materialización de esta iniciativa permitiría habilitar operativamente dicha línea y, a su vez, independizar los consumos asociados a las S/E Tres Pinos, Cañete y Lebu de la S/E Curanilahue, traspasándolos a la S/E Curanilahue Norte, contribuyendo así a una operación más eficiente del sistema y a una mejora en las condiciones de confiabilidad y seguridad de suministro del área.</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 un proyecto de	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la solicitud de evaluar la obra "Ampliación de S/E Curanilahue Norte habilitando un regulador de tensión 66/66kV de 80MVA", se informa que la petición resulta procesalmente improcedente.</p> <p>Al respecto, cabe precisar que, si bien durante la etapa de convocatoria de este proceso se presentaron iniciativas para dicha subestación, correspondientes a las propuestas del Coordinador Eléctrico Nacional ID 28-32 «Ampliación Ampliación en S/E Curanilahue (NTR ATMT)» e ID 28-33 «Ampliación de Línea 1x66kV Curanilahue - Curanilahue Norte», dichos proyectos tenían un alcance técnico distinto, el cual fue expresamente evaluado y no recomendado en el Informe Técnico Preliminar debido a que, de acuerdo a las cargabilidades proyectadas, no se representan problemas de suficiencia.</p> <p>Por consiguiente, la pretensión de la empresa de utilizar la presente etapa para introducir una obra estructural con un alcance distinto (regular tensión), vulnera el principio de preclusión y el diseño reglado de la planificación. La etapa de observaciones, acorde a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), tiene por objeto formular reparos sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo la instancia idónea para proponer proyectos nuevos que no fueron sometidos a la evaluación pública en su mérito.</p> <p>En consecuencia, si la empresa estima necesaria la evaluación de esta alternativa específica para abordar la situación local, corresponde que la presenten formalmente, aportando los antecedentes técnicos y económicos exigidos en el artículo 108° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), durante la etapa de convocatoria de futuros procesos de expansión. Por consiguiente, se desestima la solicitud de incorporar la referida obra en el Informe Técnico Final.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-28	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Informe Técnico Preliminar Punto 4.1.6	4.1.6.1 Descripción general y ubicación de la obra Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)  Tabla 4-5: Obras de Ampliación del Sistema E. Punto 6	Dadas las restricciones de espacio existentes al interior del recinto de la S/E Nirivilo, la ejecución del proyecto requiere necesariamente la adquisición de terreno adicional que permita materializar la ampliación de la barra de 66 kV en las tres nuevas posiciones consideradas. En este contexto, resulta necesario actualizar la descripción del proyecto "Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)" contenida en el apartado 4.1.6.1 del Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025, incorporando explícitamente la compra de terreno como parte del alcance del proyecto. Asimismo, dicha condición debe ser reflejada en la Tabla 4-5 del mismo informe, indicando que este requerimiento implica mayores gestiones prediales y administrativas, por lo que se estima necesario ajustar el plazo de ejecución del proyecto, incrementándolo de 36 a 48 meses.	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 en el proyecto de "Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)" el concepto de compra de terreno y la ampliación de plazos de 36 a 48 meses	Se acoge parcialmente la observación. Respecto a la solicitud de señalar explícitamente la compra de terreno en el alcance del proyecto de ampliación en S/E Nirivilo, cabe precisar que la necesidad de adquisición de terreno adicional para la ejecución de cualquier obra de ampliación posee un carácter referencial y es materia de la ingeniería conceptual. Por lo tanto, este es un aspecto que deberá ser definido posteriormente en la elaboración de las respectivas bases de licitación o incluido en la oferta de los interesados durante dicho proceso. Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión incluirá en el anexo de ingeniería conceptual del proyecto la eventual compra de terreno para la ejecución de la obra, reconociéndola para efectos de su valorización referencial. Por otro lado, en relación con los plazos constructivos del proyecto, esta Comisión acoge lo señalado en la observación, actualizando el plazo de ejecución de la obra de 36 a 48 meses.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-29	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 10-16 Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV	<p>En condición normal de operación, la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco alcanzará el máximo de su capacidad dentro del horizonte de evaluación, lo que evidencia una condición de saturación de dicha instalación y una potencial afectación al abastecimiento de la demanda en el área servida. En este contexto, el proyecto propuesto Nueva LT El Lazo – Malloco 1x110 kV resulta relevante, al aportar tanto a la confiabilidad del sistema como a la suficiencia de suministro, al constituirse como una alternativa que permita descargar la actual LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco y reducir el riesgo de restricciones operativas.</p> <p>Lo anterior se sustenta principalmente en que, al considerar la ubicación preliminar de la Nueva S/E El Lazo, según la concesión provisoria otorgada por la SEC a la empresa Alupar, los trasposos de carga asociados a soluciones mediante redes de distribución resultan marginales. En efecto, se estima una descarga inferior a 10 MVA, principalmente asociada al alimentador Loreto y a ramales de alimentadores aledaños, considerando la construcción de dos nuevos alimentadores de media tensión desde la futura S/E El Lazo. Estas soluciones se encuentran, además, condicionadas por restricciones constructivas relevantes que deberán ser evaluadas en su oportunidad, tales como la necesidad de ejecutar dos nuevos cruces de río y la gestión de eventuales servidumbres a la salida de la subestación, lo que limita su factibilidad y alcance.</p> <p>En consecuencia, dichas alternativas no permitirían una descarga definitiva de la LT 1x110 kV San Bernardo – Malloco, previéndose que, aun con su implementación, vuelvan a registrarse niveles de carga superiores al 85% en el mediano plazo. Por lo anterior, se hace necesario considerar este proyecto, que permita descargar efectivamente dicha instalación y otorgar respaldo sistémico, asegurando</p>	Considerando las observaciones indicadas, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 10-16 (Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV), presentada por Sociedad Transmisora Metropolitana S.A., cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>la continuidad y suficiencia del suministro de la totalidad de los consumos asociados a la S/E Malloco, así como la confiabilidad del sistema ante escenarios de mantenimiento programado o contingencias y la futura conexión de clientes.</p>		<p>instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-30	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Propuestas desechadas 2025	ID Propuesta 10-17 Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV	<p>La S/E Padre Hurtado es energizada de manera radial desde la S/E Santa Marta, por lo que actualmente no cuenta con posibilidades de respaldo mediante redes de transmisión, configurando una condición de vulnerabilidad desde el punto de vista de la continuidad del suministro ante escenarios de mantenimiento o contingencias relevantes del sistema.</p> <p>Adicionalmente, al considerar la ubicación preliminar de la Nueva S/E El Lazo, de acuerdo con la concesión provisoria otorgada por la SEC a la empresa Alupar, los traspasos de carga factibles mediante soluciones por redes de distribución resultan marginales. En efecto, para lograr algún nivel de respaldo a la S/E Padre Hurtado sería necesario implementar un tren de traspasos de carga desde la S/E Malloco hacia la S/E El Lazo, y posteriormente desde la S/E Padre Hurtado hacia la S/E Malloco, lo cual resulta marginal dado que el primer bloque desde S/E Malloco a S/E El Lazo sería relativamente bajo, tal como se indicó en la observación asociada al proyecto "ID Propuesta 10-16 Nueva LT El Lazo – Malloco 1x110 kV".</p> <p>En consecuencia, la Nueva S/E El Lazo, por sí sola, no permitiría respaldar adecuadamente los consumos asociados a la S/E Padre Hurtado incluso utilizando de manera intermedia a S/E Malloco. A lo anterior se suma que la S/E Padre Hurtado cuenta con un proyecto de ampliación decretado, que considera la incorporación de un nuevo transformador AT/MT de 30 MVA, lo que está considerado por el ingreso de nuevos grandes consumos en la zona.</p> <p>Por lo anterior, se estima pertinente considerar un proyecto de carácter robusto, como la Nueva LT 1x110 kV El Lazo – Padre Hurtado, que permita otorgar respaldo efectivo mediante redes de transmisión, asegurando la continuidad, suficiencia y</p>	Considerando las observaciones indicadas y la información remitida, se debe incorporar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 el proyecto "Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV"	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de CGE Transmisión S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 10-17 (Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV), presentada originalmente por Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. , cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DlgSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha carencia configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>confiabilidad del suministro eléctrico en la comuna de Padre Hurtado.</p>		<p>instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
001-31	Compañía General de Electricidad S.A. (CGE)	Informe Técnico Preliminar Punto 5.5.2	5.5.2 Ampliación en S/E Paniahue (Decreto 418/2017) y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo (Decreto 293/2018)	<p>Respecto de la eliminación de la obra “Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo” del Decreto N°293/2018, fundamentada en la incorporación, mediante el Decreto Exento N°257 de 2022, de la obra “Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca – Santa Cruz”, se concuerda en que esta última permite mitigar los problemas de suficiencia originalmente identificados, considerando el nuevo punto de suministro aportado por la Nueva S/E Santa Cruz. No obstante, dicha solución no resuelve de manera integral todas las condiciones de calidad y seguridad de suministro en la zona.</p> <p>En efecto, considerando un escenario al año 2033 en que se encuentren en operación la Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca – Santa Cruz y la Ampliación en S/E Santa Cruz, con la incorporación de un nuevo transformador 154/66 kV de 75 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), estas instalaciones permitirían energizar únicamente la propia S/E Santa Cruz AT/MT y las subestaciones contiguas Lihueimo y Paniahue. Sin embargo, no se dispondría de capacidad suficiente para otorgar respaldo y confiabilidad a subestaciones adicionales del área, tales como Marchigüe o Nancagua, dado que, al año 2033, tanto la LT 1x66 kV Lihueimo – Santa Cruz como la LT 1x66 kV Santa Cruz – Paniahue superarían su capacidad de transporte en caso de abastecer más de una subestación en cualquiera de las direcciones.</p> <p>Por lo anterior, si bien la obra “Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo” fue licitada en dos oportunidades sin adjudicación, la futura materialización de las obras “Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca – Santa Cruz” y “Ampliación en S/E Santa Cruz 66 kV, nuevo patio 154 kV y nuevo transformador” configura un escenario distinto, que permitiría reevaluar su incorporación y licitación en el</p>	<p>Considerando las observaciones indicadas, se debe eliminar en el Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de Transmisión Año 2025 la disposición 5.5.2 que retira el proyecto "Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo" del Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de revertir la eliminación de la obra «Aumento de capacidad de la línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo» (contenida en el Decreto N°293/2018) resulta técnica y reglamentariamente improcedente.</p> <p>Al respecto, cabe recordar que la potestad de esta Comisión para modificar obras de decretos anteriores se sustenta en el artículo 75° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019). Tal como reconoce expresamente la propia empresa en su presentación, la incorporación de la «Nueva Línea 2x154 kV Tinguiririca – Santa Cruz» y la «Ampliación en S/E Santa Cruz» resuelve de manera efectiva las necesidades de suficiencia basal que fundamentaron originalmente la inclusión de la obra.</p> <p>Al haberse superado su justificación técnica estructural, y sumado al hecho de que el proyecto enfrentó dos procesos licitatorios declarados desiertos (lo que ratifica que sus costos y formulación no resultan viables en el mercado), esta Comisión determina que mantener en el Plan de Expansión una obra cuya formulación técnica y valorización han demostrado no ser viables en el mercado resulta ineficiente y contraviene el principio de desarrollo económico del sistema. En este sentido, la eliminación del proyecto constituye una medida necesaria para depurar los decretos vigentes y habilitar el diseño de nuevas alternativas que se ajusten a la realidad actual de la red.</p> <p>Respecto al argumento de mantener la obra en el decreto como una medida para otorgar eventual respaldo y flexibilidad operativa (condición N-1) hacia el año 2033 para las subestaciones Marchigüe y Nancagua, cabe advertir que dicho planteamiento adolece de un error metodológico. La empresa pretende alterar ex post la naturaleza y justificación del proyecto, pasando desde una necesidad de suficiencia (Condición N) a un requerimiento de seguridad (Condición N-1).</p> <p>Por consiguiente, utilizar un proyecto concebido, valorizado y</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				futuro, considerando condiciones técnicas y de respaldo más favorables para el sistema.		<p>licitado bajo premisas operativas del año 2018 para intentar resolver eventuales vulnerabilidades de respaldo proyectadas a más de una década de plazo, carece de todo sustento metodológico. Si la empresa identifica nuevas necesidades de seguridad sistémica en la zona, el mecanismo normativo idóneo es proponer nuevas alternativas de expansión en los procesos de planificación anuales correspondientes, ajustadas a la realidad actual de la red.</p> <p>En virtud de lo expuesto, esta Comisión ratifica la eliminación del proyecto del Plan de Expansión, desestimándose la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-1	Transelec S.A.	General	General	<p>Tras analizar la Convocatoria para la presentación de propuestas de Proyectos de Expansión correspondiente al proceso 2025, y en particular el documento denominado "Descripción Mínima de Propuestas", se hace presente que, a juicio de Transelec, el nivel de detalle requerido en dicho documento excede significativamente las facultades otorgadas a la Comisión en el artículo 108 del Reglamento. Esto porque establece un grado de especificidad que supera el marco normativo previsto, regulando aspectos que van más allá de lo autorizado, introduciendo un margen de discrecionalidad en el procedimiento al permitir el rechazo de proyectos que no cumplan con el nivel de detalle exigido en el referido documento.</p> <p>Lo anterior resulta contrario a lo dispuesto en el artículo 13 de la Ley 19.880 de Procedimiento Administrativo que establece que el "El procedimiento debe desarrollarse con sencillez y eficacia, de modo que las formalidades que se exijan sean aquéllas indispensables para dejar constancia indubitada de lo actuado y evitar perjuicios a los particulares".</p>	Se solicita ajustar las exigencias de información de la Convocatoria del Plan de Expansión, acotándolas a lo estrictamente requerido por el artículo 108 del Reglamento. Asimismo, se pide evaluar las obras descartadas por no cumplir con niveles de detalle que exceden dicho marco y considerar estos criterios en futuros procesos, para asegurar evaluaciones basadas en el mérito técnico y las necesidades del sistema.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la argumentación relativa a que el nivel de detalle requerido en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» excedería las facultades de la Comisión y vulneraría el principio de no formalización consagrado en el artículo 13° de la Ley N° 19.880, cabe señalar que dicho alegato carece de sustento jurídico por contravenir el principio de especialidad, la naturaleza propia del procedimiento de planificación de la transmisión y las potestades de esta Comisión.</p> <p>En primer lugar, es imperativo precisar que el proceso anual de expansión de la transmisión constituye un procedimiento administrativo reglado de carácter especial y eminentemente técnico, regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019). En este contexto, el artículo 1° de la Ley N° 19.880 dispone que dicho cuerpo normativo rige con carácter supletorio para casos de procedimientos administrativos especiales. Al respecto, la jurisprudencia administrativa de la Contraloría General de la República ha precisado que la supletoriedad resulta aplicable a un procedimiento administrativo especial en la medida que la materia en cuestión no haya sido prevista por el ordenamiento administrativo especial y en tanto sea conciliable con la naturaleza del respectivo procedimiento específico, sin que se pueda afectar o entorpecer el normal desarrollo de las etapas y mecanismos que dicho procedimiento contempla para el cumplimiento de la finalidad particular que la ley le asigna (Dictámenes N° 9.735-2020 y E65.723-2021, entre otros).</p> <p>En segundo lugar, se debe reafirmar que esta Comisión, en su calidad de organismo técnico del Estado, conforme al Decreto Ley N° 2.224 de 1978, y siendo la entidad legalmente encargada de llevar a cabo el proceso anual de planificación de la transmisión por mandato imperativo del artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), posee la facultad para determinar el estándar de los antecedentes requeridos para su evaluación.</p> <p>Al respecto, el artículo 91° de la LGSE delega en el reglamento el establecimiento de los requisitos y la forma en que deberán presentarse las propuestas de expansión. Dicho mandato legal es recogido e implementado armónicamente en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), el cual, en su artículo 108° indica el contenido</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>mínimo de las propuestas. Además, en su artículo 107° mandata de forma expresa que los avisos de convocatoria pública deberán contener, a lo menos, «la información relativa a la forma, lugar y plazo de presentación de las propuestas».</p> <p>Es precisamente para operativizar este mandato normativo que esta institución elabora y publica oportunamente, junto a la convocatoria, el documento «Descripción Mínima de Propuestas». Dicho instrumento no excede en modo alguno el marco legal, sino que ejerce la legítima discrecionalidad técnica que le asiste a esta Comisión para estandarizar el formato, la completitud y la profundidad de la información requerida por el Reglamento. Esta exigencia es una condición e indispensable para que esta Comisión pueda ejecutar de manera rigurosa las complejas simulaciones sistémicas que le mandata la el Reglamento. Pretender subordinar estas facultades técnicas a una invocación genérica de "sencillez" procedimental entorpecería gravemente e impediría materialmente el normal desarrollo del Proceso de Planificación. Finalmente, respecto al alegato de una supuesta discrecionalidad abusiva en el descarte de iniciativas, cabe advertir que es el propio ordenamiento especial el que faculta a la Comisión a aplicar una consecuencia jurídica ineludible ante la falta de completitud técnica de un proyecto. En efecto, el inciso segundo del artículo 109° del Reglamento consagra expresamente la potestad de la Comisión para desechar los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. Por consiguiente, la exigencia de antecedentes técnicos estandarizados y el consecuente descarte de propuestas deficitarias no constituyen un acto arbitrario ni una vulneración procedimental, sino el estricto cumplimiento del mandato y las facultades que la normativa sectorial otorga a esta Comisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-2	Transelec S.A.	"Propuestas Desechadas"	ID 27-1 Ampliación S/E Las Palmas nuevo patio de 500kV con seccionamiento .  ID 27-2 Energización 500 kV Tineo – Pichirropulli.	<p>Dentro de las "Propuestas Desechadas" por la Comisión, se identifican las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ID 27-1: Ampliación S/E Las Palmas, nuevo patio de 500 kV con seccionamiento.</li> <li>• ID 27-2: Energización 500 kV Tineo – Pichirropulli.</li> </ul> <p>En relación con lo anterior, la Comisión fundamenta el descarte de estas iniciativas debido a:</p> <p>(i) La supuesta falta de envío del Estudio de Flujo de Potencia (EFP) y de sus respectivas bases en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd), (ii) Que los antecedentes remitidos serían insuficientes para permitir su adecuada revisión y validación conforme al estándar establecido en el documento "Descripción Mínima de Propuestas", según lo requerido en el Oficio CNE N°1020/2025.</p> <p>Al respecto, en el caso de (i), es necesario precisar que la totalidad de los antecedentes requeridos en el Oficio CNE N°1020/2025, particularmente el estudio de flujo de potencia con sus respectivas bases, fueron efectivamente enviados a la Comisión, por lo que no resultaría correcto afirmar que existiría una omisión de información esencial exigida por la en el literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión, ya que, estos fueron enviados de acuerdo a lo solicitado por esta Comisión.</p> <p>Por otro lado, respecto del supuesto (ii), los antecedentes enviados por Transelec cumplen con lo establecido en el artículo 108 del Reglamento de Planificación, así como con lo solicitado en la "Descripción Mínima de Propuestas", por lo que no es correcto concluir que esta Comisión pueda aplicar las disposiciones descritas en el artículo 109 del Reglamento.</p> <p>En virtud de lo anterior, y considerando que Transelec</p>	<p>Se solicita que la Comisión evalúe los siguientes proyectos y los incorpore en el Proceso de Expansión 2025, en la medida que la evaluación económica que realice confirme los beneficios que estas obras aportan al sistema:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ID 27-1: Ampliación S/E Las Palmas, nuevo patio de 500 kV con seccionamiento.</li> <li>• ID 27-2: Energización 500 kV Tineo – Pichirropulli.</li> </ul> <p>Lo anterior, teniendo en cuenta que las propuestas realizadas para su promoción contienen todo lo solicitado en el artículo 108 del Reglamento.</p>	<p>Se rechaza la observación. Respecto a la solicitud de Transelec S.A. de incorporar y evaluar las iniciativas correspondientes a los ID 27-1 (Ampliación S/E Las Palmas, nuevo patio de 500kV con seccionamiento) e ID 27-2 (Energización 500 kV Pichirropulli-Tineo), cabe señalar que ambas iniciativas fueron formalmente desechadas por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, y contrario a la afirmación de la empresa respecto a haber entregado la totalidad de los antecedentes, mediante el Oficio CNE N° 1020/2025 formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, esta Comisión requirió expresamente la entrega de un informe con los estudios eléctricos que respaldaran el impacto de la obra en el Sistema Eléctrico Nacional, los cuales debían incluir, al menos, el Estudio de Flujo de Potencia (EFP) y su base de datos en formato PowerFactory DigSILENT (.pfd). No obstante, el promotor omitió entregar las bases de datos requeridas, lo cual impidió a esta Comisión la reproducción clara, autónoma y trazable de los resultados y simulaciones de las propuestas, aspecto crítico considerando que ambas iniciativas intervienen directamente el Sistema de Transmisión Nacional en 500 kV. Dicha omisión configura un incumplimiento insalvable del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente.</p> <p>Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto,</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>ha entregado todos los antecedentes requeridos por el artículo 108 del Reglamento y que no corresponde que la Comisión deseche las propuestas sin realizar una evaluación técnica-económica, se solicita formalmente a la Comisión evaluar las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ID 27-1: Ampliación S/E Las Palmas, nuevo patio de 500 kV con seccionamiento.</li> <li>• ID 27-2: Energización 500 kV Tineo – Pichirropulli.</li> </ul> <p>Adicionalmente, se solicita que, en la medida que las evaluaciones que realice la Comisión confirmen los beneficios que estos proyectos aportan al sistema, dichos proyectos sean incorporados en el Proceso de Expansión 2025.</p>		<p>en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-3	Transelec S.A.	“Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos”	ID 28-40 Nuevo Reactor en S/E Ciruelos ID 28-42 Nuevo Reactor en S/E Digüeñes (Complemento CEN)	<p>Se advierte que la Comisión ha resuelto no evaluar los proyectos “Nuevo Reactor en S/E Ciruelos” y “Nuevo Reactor en S/E Digüeñes”, propuestas formulada por el Coordinador, fundamentando su decisión en los siguientes argumentos:</p> <p>(i) Que los antecedentes proporcionados resultan insuficientes, particularmente respecto del detalle de los análisis eléctricos estáticos y/o dinámicos presentados.</p> <p>(ii) Que los antecedentes aportados en materia de evaluación económica son igualmente insuficientes.</p> <p>Respecto del argumento (i), cabe señalar que el Coordinador, mediante su Anexo 1: Descripción de Obras Propuestas, puso a disposición de la Comisión un análisis estático de tensiones en la zona, para ambos proyectos. Dichos análisis permiten demostrar de manera suficiente la necesidad de las obras y acreditar los beneficios que generan para el sistema en términos de seguridad operativa.</p> <p>Por otra parte, en relación con los estudios dinámicos mencionados por la Comisión, es necesario precisar que los equipos de compensación reactiva tienen por objeto el control de sobretensiones y la gestión del perfil de tensión, por lo que su impacto en el sistema eléctrico se manifiesta principalmente en el régimen permanente. Conforme a esto, su evaluación preliminar puede ser desarrollada razonablemente a partir de estudios estáticos de flujo de potencia. Consecuentemente y sin perjuicio de lo anterior, la ausencia de estudios dinámicos específicos no debiera, por sí sola, constituir un elemento determinante para descartar la iniciativa, sino más bien un insumo complementario dentro del proceso de evaluación técnica que corresponde realizar a la Comisión. En cuanto al argumento (ii), es relevante recordar que los proyectos, promovidos por el Coordinador con el fin de resguardar la seguridad y</p>	Se solicita que se incorpore el análisis de seguridad y calidad de servicio asociado a esta zona, y que se incluyan en el Proceso de Expansión 2025 las obras “Nuevo Reactor en S/E Ciruelos” y “Nuevo Reactor en S/E Digüeñes”, necesarias para asegurar el cumplimiento de los estándares establecidos en la normativa vigente.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar el proyecto «Nuevo Reactor en S/E Digüeñes», cabe señalar que la factibilidad de dicha instalación se encuentra condicionada al desarrollo de la propia subestación base, la cual actualmente se encuentra en fase de Estudio de Franjas. En este contexto, al carecerse de certeza respecto de la ubicación definitiva, no resulta procedente introducir modificaciones o exigir equipamiento adicional sobre un nodo cuya ingeniería conceptual aún no se encuentra consolidada. Con respecto al proyecto propuesto «Nuevo Reactor en S/E Ciruelos», cabe aclarar que la normativa vigente no exige a las propuestas del Coordinador Eléctrico Nacional de su debida fundamentación. Por el contrario, el artículo 106° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) exige imperativamente que los proyectos de expansión incluidos en la propuesta del Coordinador «deberán contener, como mínimo, la descripción del proyecto de expansión, su evaluación técnica y económica y la identificación de proyectos de generación, de almacenamiento de energía o de demanda a los que está vinculado». Al respecto, del análisis de los antecedentes disponibles, se advierte que la información acompañada no resulta suficiente para efectuar una evaluación completa de la propuesta de ampliación, en particular en lo relativo al detalle de los análisis eléctricos considerados (bases de datos, límites de transmisión, escenarios de demanda y generación), así como a la evaluación económica de la obra.</p> <p>En atención a lo anterior, y con el objeto de contar con mayores antecedentes técnicos que permitan una adecuada evaluación integral, esta Comisión considera necesario realizar un análisis más exhaustivo, considerando, por ejemplo, dividir los recursos de control de potencia reactiva entre varias subestaciones, atendiendo el hecho de que el sistema de transmisión de 220 kV al sur de la S/E Charrúa es de gran longitud, y que el control de potencia reactiva es de una naturaleza localizada, por lo que se resuelve postergar el análisis de la propuesta para un próximo proceso de expansión de la transmisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>calidad de servicio del sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el inciso final del artículo 90 del Reglamento de Planificación, no requiere someterse a una evaluación económica, puesto que su naturaleza las excluye de dicho análisis y determina su incorporación directa en la cartera intermedia de proyectos.</p> <p>Por su parte, Transelec, utilizando las mismas bases de DigSILENT del ITP 2025 elaboradas por esta Comisión, identificó que la incorporación de un reactor en la S/E Ciruelos permite obtener reducciones significativas en los niveles de tensión de las barras cercanas, así como una mejora en los márgenes operacionales, los cuales actualmente se encuentran elevados debido a las condiciones propias de operación en la zona. Asimismo, Transelec coincide con el diagnóstico del Coordinador en cuanto a que, para resolver completamente las problemáticas de tensión, resulta necesario evaluar la incorporación de un reactor adicional en una barra ubicada en la S/E Digüeñes, tal como se plantea en las propuestas complementarias del Coordinador.</p> <p>En virtud de lo expuesto, se advierte a la Comisión que, de no adoptarse medidas adecuadas para reducir los niveles de tensión en la zona, podrían configurarse un incumplimiento de lo señalado en el artículo 5-19 de la NTSyCS. En consecuencia, se solicita que se incorpore el análisis de seguridad y calidad de servicio asociado a esta zona, y que se incluyan en el Proceso de Expansión 2025 las obras "Nuevo Reactor en S/E Ciruelos" y "Nuevo Reactor en S/E Digüeñes", necesarias para asegurar el cumplimiento de los estándares establecidos en la normativa vigente.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-4	Transelec S.A.	Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2025	Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2025. 01 base Para Simulaciones (OSE)	<p>Se observa que el ITP del Plan de Expansión 2025 presenta múltiples inconsistencias relevantes en el modelo de red OSE2000. Estas deficiencias afectan directamente la representatividad del sistema y, en consecuencia, la validez de los resultados obtenidos en los análisis económicos que sustentan las decisiones de expansión propuestas para el sistema nacional.</p> <p>En particular, se identifican situaciones en que la modelación de los tramos no es correctamente representada o bien casos en que la capacidad de transferencia en condición N resulta idéntica a la capacidad en condición N-1 del tramo en cuestión, particularmente en la zona de la Región Metropolitana. Esta situación impacta de manera significativa la evaluación económica de varios proyectos propuestos para el sistema nacional, por lo que resulta necesario corregir dichas evaluaciones y sus supuestos de modelación, tanto en el caso base, como en el caso con proyecto.</p> <p>En específico, se debe revisar la capacidad N-1 de los transformadores 500/220 kV de Alto Jahuel y Polpaico, cuyos límites se encuentran correctamente modelados en el escenario MP25_V0_CC002_E14, pero presentan una capacidad sobreestimada en los casos base IT25_V0_9H y MP25_V0_CS001_E1_9H que se utilizan para la evaluación de diversos proyectos. Asimismo, se debe corregir la capacidad N-1 del corredor Polpaico – Cerro Navia 220 kV en todos los casos analizados.</p> <p>La magnitud y recurrencia de estas inconsistencias en las bases de datos y en los supuestos de modelación resultan especialmente preocupantes, ya que pueden conducir a diagnósticos incorrectos sobre el desempeño del sistema y, en consecuencia, a decisiones de planificación subóptimas o ineficientes en el mediano y largo plazo tratándose de</p>	Revisar y corregir las bases de datos en OSE2000 y las evaluaciones económicas de los proyectos ID 27-3 “Proyecto NT 500-220kV SE Alto Jahuel”, ID 27-8 “Proyecto NT 500-220kV SE Polpaico” y ID 28-2 “Ampliación Línea 2X220 kV Polpaico – Cerro Navia”, realizadas con supuestos de modelación erróneos para el límite N-1.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.</p> <p>Por otro lado, esta Comisión concuerda con la empresa respecto de la necesidad de ajustar el límite de transferencia en condición N-1 para los tramos 500/220 de la zona metropolitana y del corredor Polpaico – Cerro Navia 220 kV, por lo que se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación OSE2000, ajustando dicho parámetro de límite de transferencia sin modificarse la decisión de abordar la Zona Metropolitana mediante un estudio integral comparativo en un próximo proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>restricciones relevantes en el principal centro de consumo del sistema nacional. En este contexto, se considera indispensable realizar una revisión de la modelación utilizada, previo a validar los resultados del ITP como insumo técnico para el proceso de expansión del sistema de transmisión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-5	Transelec S.A.	General	General	<p>De acuerdo con la normativa vigente, considerando los cambios fundamentales de la Ley N°20.936 del 2016 en materia de planificación de la transmisión de servicio público, existe norma expresa y precisa sobre la obligación de la Comisión Nacional de Energía para planificar de manera centralizada la transmisión, tal como se señala en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Así mismo, el artículo 70° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto 37), indica que la planificación liderada por la Comisión debe considerar en el proceso de expansión las obras de expansión necesarias para el sistema.</p> <p>“Artículo 70.- La Planificación de la Transmisión deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años, y contemplará las Obras de Expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de Polos de Desarrollo, Zonal y Dedicadas (...).”</p> <p>De esta manera, aunque las obras no sean propuestas por los diversos promotores, la Comisión dentro de sus funciones debe contemplar las obras que dan solución a las necesidades del Sistema de Transmisión. Al respecto, en este Informe Técnico Preliminar, se ha evidenciado que el sistema presenta diversas necesidades en la zona de Jadresic y la Región Metropolitana, las cuales no son cubiertas o analizadas en este informe, en cuanto a que la Comisión indica estar en la búsqueda de mejores alternativas de solución, sin entregar los antecedentes que demuestren la pertinencia de una postergación.</p> <p>En ese contexto, el artículo 91° de la LGSE complementa y refuerza el referido rol de la Comisión al establecer que: (i) debe convocar y recibir propuestas de proyectos de expansión. (ii) evaluar técnica y económicamente las obras, y (iii) definir cuáles obras se incorporan al Plan de Expansión de la</p>	<p>Presentar los análisis del Sistema de Transmisión Nacional, en particular en la zona Jadresic y en la Región Metropolitana, que permitan descartar fundadamente los proyectos que no resulten convenientes, en base a criterios técnico-económicos. Asimismo, se solicita promover aquellas obras cuya evaluación económica resulte positiva, no postergable y que generen los mayores beneficios para el sistema en comparación con sus alternativas.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como fue señalado en el Informe Técnico Preliminar, tanto la zona de la Región Metropolitana como la Zona Jadresic y sus alrededores presentan complejidades operativas y sistémicas de alta magnitud. En el caso de la Región Metropolitana, estas se caracterizan por interacciones topológicas relevantes, la existencia de múltiples alternativas de expansión y una elevada interdependencia entre las soluciones posibles. Por su parte, en la zona de Jadresic, dichas complejidades se asocian principalmente a la alta concentración de proyectos de generación en desarrollo, congestiones en los corredores de transmisión e interacciones topológicas altamente dinámicas.</p> <p>Respecto del argumento de la empresa relativo a una supuesta falta de análisis o a la omisión de dar solución a las necesidades de estas zonas, cabe precisar que dicha aseveración es incorrecta. Esta Comisión sí efectuó un análisis de las condiciones tanto de la zona Jadresic como de la Región Metropolitana. Precisamente, como resultado de dicho análisis, se constató que ambas enfrentan complejidades operativas mayores: por una parte, la zona norte presenta una alta concentración de generación y dinámicas topológicas complejas; por otra, la Región Metropolitana exhibe una alta densidad de demanda y múltiples alternativas para el apoyo del sistema de 220 kV desde instalaciones de 500 kV. En este contexto, la decisión adoptada no constituye una omisión al deber de planificación, sino que responde a la constatación técnica de que dichas necesidades no pueden ser resueltas de manera eficiente mediante la superposición de expansiones parciales o individuales, requiriendo necesariamente un análisis integral que permita identificar la combinación de obras que maximice el beneficio sistémico.</p> <p>En el caso de la Región Metropolitana, se identifican necesidades adicionales que no logran ser cubiertas por los proyectos propuestos, en particular, la incorporación de apoyos al sistema de 500 kV y 220 kV que permitan optimizar la distribución de flujos en un sistema altamente enmallado y con alta densidad de demanda. Por su parte, en la zona Jadresic, se observa una alta concentración de proyectos de generación en desarrollo, congestiones en los corredores de transmisión e interacciones operacionales dinámicas, lo que da cuenta de la necesidad de abordar soluciones de carácter estructural más que intervenciones parciales.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Transmisión. Esta obligación no es discrecional, sino un mandato legal imperativo, que configura la transmisión como un servicio público cuya expansión debe responder a una planificación central, técnica y sistémica. Dentro de las obligaciones específicas que tiene la Comisión en la emisión del Informe Técnico Preliminar, podemos señalar las siguientes:</p> <p>Evaluación integral de las propuestas de expansión</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Analizar la totalidad de las propuestas admisibles presentadas por promotores, el Coordinador Eléctrico Nacional u otros participantes habilitados, conforme al Reglamento.</li> <li>• Evitar evaluaciones selectivas o discrecionales, cubriendo el conjunto completo de propuestas.</li> <li>• Fundamentar técnica y explícitamente el descarte de propuestas o complementos, en particular aquellos del Coordinador.</li> <li>• Identificar y justificar las obras preliminarmente recomendadas y descartadas, de acuerdo con los criterios del artículo 87° de la LGSE, permitiendo el ejercicio efectivo del derecho a observación.</li> </ul> <p>Evaluación técnico-económica debidamente fundada</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuantificar costos de inversión y beneficios sistémicos.</li> <li>• Analizar congestiones, riesgos operativos y uso esperado de la red.</li> <li>• Comparar alternativas de expansión cuando existan soluciones técnicas distintas.</li> <li>• Asegurar una evaluación objetiva, trazable y reproducible, descartando decisiones intuitivas o carentes de sustento técnico.</li> </ul> <p>De esta forma, la Comisión Nacional de Energía con la emisión de su informe debe contemplar las obras necesarias para el sistema y presentar una evaluación integral y debidamente fundada desde el punto de</p>		<p>En este contexto, las observaciones recibidas reafirman que las distintas alternativas planteadas, incluyendo ampliaciones de transformación, refuerzos de corredores existentes y nuevas configuraciones de apoyo entre 500 kV y 220 kV, presentan una correlación significativa desde el punto de vista operacional y, en muchos casos, resultan parcialmente sustitutivas entre sí. En consecuencia, su evaluación aislada no permite determinar de manera adecuada la solución más eficiente a nivel sistémico.</p> <p>Por otro lado, si bien las distintas empresas argumentan que sus proyectos individuales podrían presentar beneficios económicos positivos de manera aislada, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que el desarrollo del sistema debe propender a un diseño global económicamente eficiente. En concordancia con lo anterior, el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) dispone que, durante la Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, la Comisión debe evaluar de manera conjunta la complementariedad o sustituibilidad entre las distintas alternativas.</p> <p>En este sentido, adoptar decisiones de inversión fragmentadas sobre propuestas individuales, tanto en configuraciones de apoyo del sistema de 220 kV desde 500 kV en la Región Metropolitana como en refuerzos locales en la zona Jadresic, contraviene los criterios establecidos por el H. Panel de Expertos, el cual ha señalado expresamente que no resulta razonable evaluar de manera independiente proyectos cuyos efectos se encuentran correlacionados en la operación del sistema (Dictamen N° 2-2020). Asimismo, el mismo Panel ha ratificado la pertinencia de postergar decisiones cuando se requiere un análisis sistémico, estableciendo que es necesario verificar que una iniciativa no solo entregue beneficios, sino que además, sea la alternativa que conlleve los mayores beneficios en comparación con otras (Dictamen N° 17-2025).</p> <p>Adicionalmente, la definición de soluciones óptimas en ambas zonas se encuentra sujeta a factores de incertidumbre relevantes, tales como: (i) la necesidad de desarrollar análisis comparativos de múltiples alternativas en sistemas altamente enmallados o dinámicos, (ii) la eventual incorporación de obras estructurales de gran escala, como soluciones HVDC Centro-Sur como la propuesta incorporada en el ITF del Plan de Expansión 2024, que pueden</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>vista técnico y económico del sistema, lo que en esta instancia fue insuficiente, dejando fuera al menos las zonas de Jadresic y Región Metropolitana que presentan necesidades evidentes y no atendidas, según se indicará en las observaciones siguientes.</p>		<p>modificar significativamente las condiciones de operación del sistema, y (iii) la existencia de restricciones ambientales y territoriales que inciden en la factibilidad y valorización de las distintas alternativas.</p> <p>En consecuencia, la incorporación de las soluciones propuestas de manera individual en el presente proceso implicaría un riesgo de ineficiencia económica, desarrollo subóptimo de la red e incluso la materialización de inversiones redundantes o prematuramente obsoletas.</p> <p>Por lo anterior, esta Comisión ratifica la decisión de no incorporar las propuestas observadas en el presente Plan de Expansión, manteniendo lo señalado en el Informe Técnico Preliminar, en el sentido de que el análisis de estas zonas será abordado en futuros procesos de planificación, instancia en la cual será posible efectuar una evaluación sistémica y comparada de las alternativas de expansión bajo supuestos consistentes y debidamente consolidados.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-6	Transelec S.A.	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	Proyectos no recomendados, ID Propuesta 28-2	<p>Se identifica una inconsistencia relevante en la modelación del sistema de transmisión en las bases OSE2000 utilizadas en el ITP del Plan de Expansión 2025, específicamente en el tramo de la línea 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia. En dicho tramo, la capacidad de transferencia modelada en condición N-1 es idéntica a la capacidad en condición N, lo que no representa un escenario de operación realista ni seguro. Bajo este supuesto, ante una contingencia simple de uno de los circuitos de la línea, el circuito sano estaría expuesto a sobrecargas inadmisibles, incumpliendo lo establecido en el Artículo 5-7 de la NTSyCS. Esta inconsistencia no solo distorsiona la evaluación económica del proyecto propuesto por el Coordinador (cambio de conductor Polpaico – Cerro Navia), al sobreestimar la capacidad de transmisión del caso base y minimizar los beneficios de la ampliación propuesta, sino que contraviene expresamente los estándares mínimos de seguridad establecidos en el Artículo 5-7 de la NTSyCS</p> <p>Para efectos de nuestros análisis, el límite N-1 fue determinado de acuerdo con la metodología definida en el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión (ERST), asegurando que, ante la falla de uno de los circuitos de la LT Polpaico – Lo Campino 220 kV, los flujos en condición postcontingencia no provoquen sobrecargas inadmisibles en otras instalaciones del sistema. Del análisis realizado se concluye que, considerando los factores de distribución correspondientes, el límite N-1 correcto es de 334 MW y no 620 MW como está actualmente modelado en las bases de OSE2000.</p> <p>En este contexto, se solicita corregir la inconsistencia detectada en la definición de los límites N-1 del modelo OSE2000, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 5-7 de la NTSyCS y con los criterios establecidos por el Coordinador en el ERST, en su versión definitiva de septiembre de 2025.</p>	<p>Modificar el valor del límite de transferencia N-1 en las bases de OSE2000 de la línea 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia Actualmente 620 MW → Correcto 334 MW (167 MW por circuito).</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión analizó los antecedentes aportados respecto a la necesidad de ajustar el límite de transferencia en condición N-1 para el corredor 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, por lo que se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación OSE2000, ajustando el parámetro de límite de transferencia de acuerdo al informe de restricciones de transmisión (ERST) del Coordinador.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones, se constató que, aun considerando los ajustes paramétricos solicitados, el proyecto continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados en su primer año de puesta en servicio. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final. Finalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-7	Transelec S.A.	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos y Bases Digsilent CNE	Proyectos no recomendados, ID Propuesta 28-2	<p>De acuerdo con las bases de Digsilent publicadas por esta Comisión, se observan congestiones relevantes en el tramo Polpaico – Lo Campino 2x220 kV, el cual supera los valores admisibles establecidos en la NTSyCS, respecto del criterio N-1, límite por contingencias y los límites térmicos de la línea. El último tramo hasta Cerro Navia contemplado en la propuesta original del Coordinador reduce significativamente su sobrecarga con la llegada de la nueva S/E Lo Campino.</p> <p>Si bien la propuesta del Coordinador fue rechazada por la Comisión al no evidenciar beneficios económicos positivos, dicha conclusión se sustenta en la aplicación de un criterio N-1 incorrecto para la evaluación del proyecto, lo que distorsiona los resultados del análisis económico y, en consecuencia, conduce a su desestimación.</p> <p>Considerando lo anterior y dado que esta Comisión debe contemplar obras que permitan cubrir las necesidades del sistema, de acuerdo con lo indicado en el artículo 70 del reglamento de Planificación, se solicita a esta Comisión, analizar y reevaluar la obra aumento de capacidad Polpaico – Lo Campino 2x220 kV de acuerdo a las necesidades evidenciadas en sus mismas bases de simulación, con la finalidad de atender los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los requisitos establecidos en el Artículo 5 -7 de la NTSyCS respecto al límite N-1 de las líneas, otorgando confiabilidad al suministro eléctrico en la Región Metropolitana y evitar la operación en condiciones de riesgo no permitidas por la normativa vigente.</p> <p>En virtud de lo anteriormente expuesto, se solicita a la Comisión, reevaluar el proyecto en el ITF, incorporando la siguiente modificación a su evaluación:</p>	Reevaluar el proyecto “Aumento de Capacidad Polpaico – Cerro Navia” propuesto por el Coordinador, modificando el alcance de este a “Aumento de capacidad de la línea Polpaico – Lo Campino 2 x 220 kV”, actualizando el V.I y los plazos del proyecto teniendo en cuenta la presencia de humedales protegidos en la franja de la línea. En consecuencia, incorporar la obra en el Plan de Expansión 2025, de acuerdo a los beneficios positivos que entrega el proyecto al sistema.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión analizó los antecedentes aportados respecto a la necesidad de ajustar el límite de transferencia en condición N-1 para el corredor 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, por lo que se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación OSE2000, ajustando el parámetro de límite de transferencia de acuerdo al informe de restricciones de transmisión (ERST) del Coordinador, sin considerar las modificaciones solicitadas respecto del alcance del proyecto.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones con los límites N-1 debidamente ajustados, se constató que el proyecto propuesto originalmente (ID 28-2) continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final.</p> <p>Por otro lado, en relación con la solicitud de reevaluar el proyecto modificando estructuralmente su alcance (reduciéndolo exclusivamente al tramo Polpaico – Lo Campino), Valor de Inversión y cronograma, esta Comisión advierte que alterar sustancialmente el diseño de una obra durante la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar para transformarla en una alternativa distinta, desnaturaliza el objetivo de esta instancia y vulnera las etapas preclusivas del proceso. Al respecto, se debe recordar que, en virtud del principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) tiene por objeto exclusivo formular observaciones y reparos a los análisis contenidos en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevas obras. En efecto, las iniciativas de expansión deben ser propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, cumpliendo imperativamente con los requisitos técnicos, económicos y de descripción mínima exigidos por el artículo 108° del citado Reglamento. En consecuencia, al no haberse presentado la</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrección del cálculo N-1, de acuerdo con la observación N°6 de Transelec.</li> <li>• Cambiar el alcance del aumento de capacidad para que contemple solo los tramos desde Polpaico hasta Lo Campino, dado que estos son los corredores más críticos.</li> <li>• Actualizar el Valor de Inversión (V.I.) del proyecto “Aumento de capacidad de la Línea Polpaico – Lo Campino 2x220 kV”, reduciendo el valor originalmente presentado, dado el menor alcance de la alternativa propuesta.</li> <li>• Modificar el cronograma de evaluación del proyecto, considerando que los tramos Polpaico – Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa – Lo Campino 2x220 kV atraviesan humedales protegidos por la normativa vigente, lo que implica que cualquier adecuación en dichos sectores requerirá, con alta probabilidad, la tramitación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), cuyo proceso —desde su elaboración hasta la obtención de la RCA y permisos sectoriales— podría extenderse hasta 48 meses. Finalmente, se enfatiza la necesidad de que la Planificación aborde oportunamente las obras requeridas, considerando que estas deben ser evaluadas y programadas con suficiente holgura para no comprometer la seguridad ni la calidad de servicio del sistema eléctrico. En este sentido, y en caso de que la evaluación correspondiente determine que la obra genera beneficios económicos para el sistema, se solicita a la Comisión considerar su incorporación en el Plan de Expansión, dada su contribución a la eficiencia, seguridad y desarrollo del sistema en su conjunto.</li> </ul>		<p>iniciativa en la etapa correspondiente, No se acoge esta parte de la observación.</p> <p>Finalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-8	Transelec S.A.	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	Proyectos no recomendados, ID Propuesta 27-3	<p>Se observa que esta Comisión realiza la evaluación de este proyecto en tres casos, identificados como E0, E1 y E2, siendo las dos últimas evaluaciones parciales del proyecto que consideran únicamente dos terminales (Jadresic – Lo Aguirre en el caso E1 y Lo Aguirre – Ciruelos en el caso E2). Sin embargo, para todos los casos la Comisión utiliza el mismo valor de inversión (VI) del proyecto con tres terminales en las evaluaciones económicas, sin considerar que un proyecto de dos terminales presenta un costo significativamente menor.</p> <p>Al corregir el valor de inversión, de acuerdo con un proyecto de solo dos terminales, se obtiene una evaluación económica positiva en más del 50% de los escenarios desde el primer año. En virtud de lo anterior, se solicita corregir el valor de inversión y la evaluación económica del caso E2, correspondiente al proyecto GridBooster Lo Aguirre – Ciruelos, con la finalidad de reevaluar la pertinencia de su incorporación al Plan de Expansión.</p> <p>Transelec adjunta en Anexo 2 el detalle con la estimación del V.I de un proyecto de dos terminales, considerando el redimensionamiento necesario del terminal de Lo Aguirre a 420 MVA.</p>	Corregir el V.I. del proyecto Gridbooster Lo Aguirre - Ciruelos en su evaluación económica, acorde al escenario evaluado en OSE2000 designado como MP25_V0_NS001_E2 y reevaluar su incorporación al Plan de Expansión.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto integral propuesto por la empresa en la convocatoria fue analizado y se constató la existencia de un subsidio cruzado atribuible al terminal del norte, lo que inhabilitaba su promoción en la forma en que fue recibido. Si bien esta Comisión realizó ejercicios analíticos (identificados como casos E1 y E2) aislando dicho terminal para identificar el origen de los beneficios y las ineficiencias, acceder a la pretensión de rebajar el Valor de Inversión (VI) original para simular un proyecto de solo dos terminales implicaría, en la práctica, diseñar y evaluar una obra nueva y distinta a la formalmente promovida, lo cual resulta procedimentalmente inadmisibles en la actual etapa de observaciones regulada en el artículo 111° del citado Reglamento, puesto que vulneraría el procedimiento reglado y las reglas de clausura de las etapas de formulación de propuestas.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y coincidiendo con la empresa en cuanto se identifican potenciales beneficios asociados al aumento de los límites de transmisión en el corredor centro-sur, el mandato de desarrollo eficiente establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos exige que la adopción de soluciones estructurales se fundamente en un análisis comparativo y sistémico de alternativas. Por consiguiente, la determinación de la solución tecnológica y económicamente más eficiente para dicho corredor será abordada de manera integral en un próximo Proceso de Planificación de la Transmisión, desestimándose la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-9	Transelec S.A.	4.2 Obras Nuevas	4.2.1 Nueva S/E Pichidangui	<p>Se solicita evaluar el incremento del radio de referencia definido para la localización de la nueva subestación Pichidangui, considerando que dentro del radio actualmente establecido el área está ocupada casi en su totalidad con los sitios prioritarios Cerro Santa Inés - Cerro Imán y Cerro Santa Inés - Costa de Pichidangui, y del Santuario de la Naturaleza Cerro Santa Inés. El desarrollo de la obra en dichas zonas podría limitar severamente su factibilidad.</p> <p>En este contexto, se estima técnicamente recomendable ampliar el radio referencial originalmente propuesto por esta Comisión, a al menos 5 kilómetros, a fin de disponer de alternativas de localización que eviten áreas protegidas, reduciendo potenciales contingencias en los procesos de evaluación ambiental ante el SEIA y permisos y mitigando riesgos de modificación o extensión de los plazos de construcción asociados al proyecto.</p> <p>Adicionalmente, considerando que la subestación propuesta está inserta en zonas con humedales protegidos, se recomienda reconsiderar, además, el plazo propuesto, ya que este proyecto muy probablemente podría requerir la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Según el artículo 11, letra d) de la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, cualquier obra o actividad ubicada en o cerca de humedales protegidos debe tramitar un EIA. En ese caso, se debería contemplar un plazo de al menos 48 meses tan solo para la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) y los permisos sectoriales correspondientes.</p> <p>La omisión de estas restricciones ambientales críticas eleva desproporcionadamente el riesgo del proyecto, lo que desincentivará la participación de oferentes en la futura licitación. Esto aumenta la probabilidad de que el proceso sea declarado desierto o que las ofertas incorporen contingencias de riesgo excesivas,</p>	<p>Incrementar radio referencial de la subestación a al menos 5 km, reevaluar los plazos propuestos considerando un plazo de al menos 48 meses para la tramitación de permisos por la alta probabilidad de tener que evaluarse ambientalmente mediante un EIA, dada la presencia de humedales protegidos en la zona propuesta y reevaluar los demás aspectos del proyecto que se puedan ver afectados con estas consideraciones como su valorización y alcance.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En cuanto a la solicitud de incrementar el radio referencial a al menos 5 kilómetros, esta no se acoge. El área protegida dentro del radio de emplazamiento involucra al Santuario de la Naturaleza Cerro Santa Inés, el cual se emplaza en el área limítrofe sur, constituyendo una porción pequeña de radio que no restringe la factibilidad constructiva en el resto del área.</p> <p>No obstante lo anterior, atendida la presencia del Sitio Prioritario (Ley N° 19.300 art. 11, letra d) y la mayor complejidad que esto supone para la tramitación ambiental, se acoge el antecedente aportado en la observación, por lo que se incorpora un aumento en el plazo constructivo para la ejecución de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				afectando la eficiencia económica del Plan de Expansión.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-10	Transelec S.A.	General	Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2025. 01 base Para Simulaciones (OSE)	<p>Las bases OSE2000 ITP 2025, elaboradas por la propia Comisión, evidencian sobrecargas en los transformadores de la S/E Jadresic debido al alto flujo esperado, asociado a la creciente inyección de energías renovables en el nodo. Esta situación evidencia la necesidad de evaluar un nuevo banco de autotransformadores en la subestación. En línea con lo anterior, Transelec ha realizado evaluaciones técnico-económicas que muestran beneficios económicos positivos para el sistema en más del 50% de los escenarios y desde el primer año de operación, lo cual confirma que no corresponde postergar su incorporación al Proceso de Expansión 2025. Este análisis se acompaña en el Anexo 1.</p> <p>Junto con lo anterior, es importante recordar que, en el proceso de expansión anterior, el análisis de la zona de Jadresic también fue diferido bajo el argumento de su postergabilidad, sin que dicha decisión contribuyera a mitigar o resolver las restricciones estructurales existentes. Posteriormente, en el PET 2025, el Coordinador Eléctrico Nacional reiteró la necesidad de incorporar un nuevo banco de autotransformadores en la S/E, recomendación que no fue considerada en el presente proceso. Asimismo, el H. Panel de Expertos, en la resolución de las discrepancias del Plan de Expansión 2024, instruyó que esta zona debía ser analizada en el siguiente proceso de planificación, señalando además que los beneficios económicos del proyecto nuevo banco de autotransformadores en la S/E Jadresic, justificaban una postergación de solo un año. En consecuencia, la zona y, en particular, este proyecto debió, al menos, ser evaluado en el proceso actualmente en curso, dada su necesidad previamente reconocida en diversas instancias formales. En este contexto, es importante advertir que una nueva postergación no solo disminuye dichos beneficios, sino que además incrementa los vertimientos y las ineficiencias operacionales, con</p>	Incorporar el proyecto "NT 500/220kV en S/E Jadresic" al listado de proyectos promovidos del plan de expansión 2025.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5. Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "NT 500/220kV en S/E Jadresic" no fue propuesta para este período. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>impactos directos en los costos que finalmente asumen los clientes finales. Por ello, resulta fundamental que la planificación recoja oportunamente las necesidades reales de la zona, en coherencia con lo resuelto por el H. Panel de Expertos, las recomendaciones del Coordinador Eléctrico Nacional y los principios de una planificación oportuna, consistente y técnicamente fundada.</p> <p>Considerando los antecedentes expuestos y conforme a lo establecido en el artículo 70 del Reglamento, se solicita a esta Comisión incorporar en el informe la instalación de un nuevo banco de autotransformadores en la S/E Jadresic, atendiendo a la evidente necesidad de un nuevo transformador, lo que queda respaldado por las bases OSE2000 elaboradas por la propia Comisión y por las evaluaciones técnico económicas, las cuales evidencian beneficios positivos para el sistema desde su incorporación.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-11	Transelec S.A.	Capítulo 5 Modificación de obras establecidas en planes de expansión anteriores	5.1.1. Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	<p>Se observa que el proyecto Nuevo Sistema de Control de Flujo para las líneas 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli está sido removido en la propuesta del Plan de Expansión por no evidenciar beneficios operacionales suficientes. No obstante, persiste una problemática estructural de capacidad en las líneas de transmisión de la zona, la cual continúa limitando la transferencia de potencia y generando condiciones de congestión relevantes bajo distintos escenarios operativos.</p> <p>En este contexto, y considerando la necesidad de abordar dicha restricción de manera efectiva y consistente con los principios de eficiencia económica y seguridad del suministro, se vuelve necesario analizar la alternativa del aumento de la capacidad de la línea 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli. Esta solución permitiría reforzar directamente el corredor crítico, mejorando los márgenes de operación y reduciendo las congestiones observadas, con un impacto sistémico directo y mayor certeza respecto de los costos de ejecución del proyecto.</p> <p>En consecuencia, se solicita que la Comisión incorpore el análisis de esta alternativa de refuerzo de capacidad en el presente proceso de expansión, a fin de evaluar su conveniencia técnica y económica como solución estructural a la problemática persistente de la zona, evitando que la exclusión del proyecto de control de flujos derive en la desatención de restricciones relevantes en el sistema de transmisión del sur.</p> <p>Adicionalmente se evidencia que los anexos de evaluación económica presentados en el ITP no contienen o no especifican claramente los archivos de respaldo de la evaluación presentada para justificar la eliminación, así como las entradas y salidas de las bases de simulación del proyecto Nuevo Sistema de Control de Flujo. Cabe señalar que los anexos de</p>	Se solicita a la Comisión reevaluar la obra “Aumento de Capacidad 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli” como alternativa al proyecto de Control de Flujos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli, y anexas las bases OSE2000 utilizadas en el análisis que llevó a descartar dicho proyecto.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto de la observación relativa a la eliminación del proyecto “Nuevo Sistema de Control de Flujo para las líneas 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli”, cabe señalar que, en el marco del presente proceso de planificación anual de la transmisión, la Comisión revisó los antecedentes asociados a dicha obra, previamente incorporada mediante el Decreto Exento N°13 de 2025, concluyéndose que no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios evaluados, por lo que la Comisión ejerció la facultad establecida en el artículo 75° del Reglamento de Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, el proceso de licitación llevado a cabo por el Coordinador evidenció que las ofertas económicas recibidas superaron ampliamente el valor máximo definido para la obra, lo que derivó en que la licitación fuese declarada desierta, confirmando que los costos reales asociados a la tecnología considerada son significativamente superiores a los estimados durante la etapa de planificación. En este sentido, y en estricta coherencia con el mandato imperativo de eficiencia económica consagrado en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la exclusión de la iniciativa resulta procedente y necesaria para evitar sobreinversiones injustificadas con cargo a los usuarios.</p> <p>En lo relativo a la solicitud de evaluar e incorporar en el presente proceso una solución estructural distinta para el corredor, consistente en el «Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli», no se acoge la petición. Cabe recordar que la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar tiene por objeto formular reparos sobre las evaluaciones y resultados contenidos en dicho documento, no constituyendo la instancia procesal idónea para proponer obras estructurales alternativas que no fueron presentadas, evaluadas ni sometidas al escrutinio del resto de los participantes en la etapa de convocatoria de propuestas. Acceder a evaluar un proyecto nuevo de esta envergadura en esta etapa del proceso vulnera el principio de preclusión y el diseño reglado de la planificación. En consecuencia, cualquier alternativa estructural para abordar las necesidades de dicho corredor deberá ser promovida formalmente por los interesados o por el Coordinador Eléctrico Nacional, aportando los</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>evaluación económica y simulación entregados por la Comisión solo se refieren a proyectos promovidos o proyectos descartados, pero no a los proyectos que propone eliminar del plan de expansión en base a los mismos criterios de evaluación.</p>		<p>antecedentes técnicos y económicos respectivos, durante la etapa de convocatoria de futuros procesos de expansión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, la alternativa de aumento de capacidad del corredor u otra será analizada con mayor detalle por la CNE en futuros procesos de planificación de la transmisión, a fin de evaluar la solución técnicamente más adecuada para el sistema.</p> <p>Finalmente, atendiendo a la solicitud de información de la empresa, se hace presente que las bases de simulación (formato OSE2000) utilizadas en el análisis que sustentan la eliminación de la obra original han sido incorporadas en la sección «Otros Anexos» del presente Informe Técnico Final.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-12	Transec S.A.	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	Proyectos no recomendados, ID Propuesta 27-7	<p>El proyecto de nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre fue propuesto por su aporte a la eficiencia del sistema, al identificarse congestiones relevantes en los sistemas de transformación 500/220 kV de la Región Metropolitana. Los resultados de la evaluación económica presentados por esta Comisión en el ITP 2025 demuestran que el proyecto presenta beneficios positivos en más del 50 % de los escenarios desde el primer año de evaluación, cumpliendo a cabalidad con el criterio de eficiencia.</p> <p>Respecto de los argumentos presentados por la Comisión para fundamentar la exclusión de este proyecto, podemos observar lo siguiente:</p> <p>1) Los análisis realizados tanto por la Comisión como por Transec confirman que las propuestas de nuevos transformadores 500/220 kV en Lo Aguirre, Polpaico y Alto Jahuel son sustituibles entre sí. Sin embargo, esta condición implica que dichos proyectos deben evaluarse como alternativas excluyentes y seleccionarse aquella que entregue los mayores beneficios para el sistema, lo que en este caso corresponde al nuevo transformador en la S/E Lo Aguirre.</p> <p>2) En relación con el impacto de las restricciones del corredor Ancoa – Alto Jahuel sobre los beneficios del proyecto, Transec realizó simulaciones que fueron omitidas por la Comisión para justificar la exclusión de este proyecto. Dichas simulaciones evalúan los beneficios económicos del nuevo transformador 500/220 kV en Lo Aguirre (y alternativamente Polpaico y Alto Jahuel) respecto de un caso base que incorpora el proyecto STATCOM Polpaico (Caso FP25_VO_CS001_E9 corrigiendo límites N-1 de la RM). Los resultados muestran que, si bien existe un impacto asociado a las restricciones de dicho corredor en los beneficios del proyecto, este efecto</p>	Incluir el proyecto "Nuevo Banco de ATR 500/220 en subestación Lo Aguirre" al listado de proyectos promovidos en el plan de expansión 2025.	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>es marginal y no modifica la conclusión respecto de la necesidad y eficiencia de incorporar el nuevo transformador 500/220 kV en el presente Plan de Expansión, considerando, además, que ambos proyectos (STATCOM y Transformador Lo Aguirre) responden a necesidades distintas del sistema nacional. Para efectos de lo anterior, se anexa a las presentes observaciones los análisis que respaldan esta conclusión en el Anexo 1.</p> <p>3) Finalmente, la Comisión desestima esta propuesta sobre la base de supuestos asociados a la eventual necesidad de nuevas subestaciones con transformación 500/220 kV para la Región Metropolitana. Al respecto, se señala que en el ITP elaborado por la CNE, no se entregan los análisis que acrediten la conveniencia de desarrollar una nueva subestación de estas características, cuyo valor de inversión, plazos de ejecución y complejidad constructiva y territorial serían, en todos los casos, significativamente mayores a los de la ampliación propuesta, logrando además el mismo efecto sistémico que se busca abordar con la iniciativa de Transelec. En otras palabras, postergar una solución eficiente y rentable hoy (Ampliación Lo Aguirre) a la espera de una solución teórica, costosa y de largo plazo (Nueva S/E), lo que constituye una ineficiencia económica.</p> <p>Adicionalmente, es importante destacar que la S/E Lo Aguirre dispone de espacio para incorporar el transformador requerido, lo que permite abordar la necesidad mediante infraestructura existente. En este contexto, se solicita a la Comisión priorizar el uso eficiente de las instalaciones actuales, promoviendo así una planificación más racional, costo efectiva y acorde con las necesidades reales del sistema.</p> <p>Por todo lo anterior, se considera que la Comisión no</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>presenta argumentos suficientes que respalden la decisión de postergar un proyecto que cumple plenamente con el criterio de eficiencia económica establecido en el Reglamento de Planificación, por lo que se solicita la incorporación del Transformador 500/220 kV en la S/E Lo Aguirre, toda vez que este proyecto entrega beneficios al sistema y resulta una solución más eficiente en comparación con sus alternativas.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-13	Transelec S.A.	General	Bases de datos y análisis del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión de la Transmisión 2025. 01 base Para Simulaciones (OSE)	<p>Se observa en las bases de modelación OSE2000 que, de acuerdo con los supuestos de incorporación de nuevos proyectos de generación contenidos en los escenarios EGPT, en las subestaciones Tineo 220 kV, Frutillar Norte 200 kV y Jadresic 220 kV, al año 2032 se requiere la habilitación de nuevas posiciones. Ello se debe a que dichas subestaciones no cuentan actualmente con suficientes posiciones disponibles para permitir la conexión de los nuevos proyectos considerados en los EGPT.</p> <p>Con el fin de asegurar la coherencia de los escenarios de generación y permitir el desarrollo oportuno, coordinado y eficiente de la infraestructura necesaria para su conexión, aprovechando además las economías de escala asociadas a la ejecución conjunta de ampliaciones para múltiples posiciones, se solicita incorporar al plan de expansión nuevas ampliaciones de barra en estas subestaciones.</p>	Incluir al listado de proyectos promovidos en el plan de expansión 2025, ampliaciones de barra de 220kV en subestaciones Tineo, Frutillar Norte y Jadresic en al menos 2 diagonales adicionales.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, en relación con la solicitud de incorporar nuevas obras consistentes en ampliaciones de barra de 220 kV en las subestaciones Tineo, Frutillar Norte y Jadresic, cabe señalar que dichas iniciativas resultan procesalmente improcedentes. Las obras no fueron propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, incumpliendo con las exigencias del artículo 108° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019). Atendido el principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111° del citado Reglamento tiene por objeto exclusivo formular reparos sobre las evaluaciones del Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevos proyectos.</p> <p>A mayor abundamiento, y respecto a la justificación técnica basada en los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), se aclara que dichos escenarios constituyen una herramienta de modelación indicativa de largo plazo. La incorporación proactiva de infraestructura de transmisión cuyo único propósito sea la eventual conexión de futuros proyectos de generación, requiere la verificación de necesidades concretas y fehacientes.</p> <p>En consecuencia, al no verificarse en la actualidad requerimientos formales que justifiquen la ejecución inmediata de dichas posiciones con cargo al sistema de transmisión, incorporar estas obras de oficio contravendría el mandato imperativo de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, derivando en un sobredimensionamiento y riesgo de sobreinversión ineficiente.</p> <p>Adicionalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-14	Transelec S.A.	General	General	<p>En relación con el radio propuesto para emplazar la obra “Nueva S/E Isabel Riquelme” y las complejidades territoriales asociadas a la construcción de los enlaces necesarios para el seccionamiento de la línea Cerro Navia – Chena 2x220 kV, manifestamos nuestra preocupación, en relación con que dichas condiciones podrían implicar la pérdida de varios vanos de la línea existente, al generar una suerte de bypass producto de la ubicación que estos nuevos enlaces podrían tener.</p> <p>En este contexto, solicitamos a la Comisión que se explicita en el informe técnico Final, que la empresa adjudicataria de la nueva subestación seccionadora, asumirá los costos asociados a eventuales desmantelamientos y perjuicios que pudieran derivarse de dicho seccionamiento.</p>	<p>Incorporar un párrafo adicional en la sección “3.2.1.1 Descripción general y ubicación de la obra”, el cual se ubique antes del último párrafo actual, que indique:</p> <p>Será responsabilidad del adjudicatario, los costos asociados a eventuales desmantelamientos y perjuicios que pudieran derivarse del seccionamiento de la línea Cerro Navia – Chena 2x220 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El desmantelamiento de instalaciones que queden en desuso producto de la ejecución de obras de expansión no se encuentra regulado en la normativa sectorial. Por esta razón, no corresponde que la Comisión incorpore las labores de desmantelamiento como parte de una obra de expansión en el marco del proceso de planificación, sin que exista una regulación que determine quién es el responsable de ejecutarlas y la forma en que deben ser remuneradas. Sin perjuicio de lo anterior, cabe precisar que, en este caso, el eventual desuso o desenergización de instalaciones de la línea Cerro Navia – Chena 2x220 kV, como consecuencia de la obra de expansión propuesta, no constituye un impedimento para el cumplimiento de los objetivos de dicha obra, ni se advierte que implique una afectación para Transelec S.A.</p> <p>En consecuencia, el desmantelamiento de instalaciones en los casos como el que se plantea será analizado en otra instancia, una vez que dicha materia sea regulada.</p> <p>Por último, en cuanto a los eventuales perjuicios que pudieran derivarse durante la ejecución de la obra de expansión, corresponde señalar que dicha materia tampoco es propia del proceso de planificación, en particular, de la definición del alcance de la obra. En este sentido, es responsabilidad de quien deba ejecutar la obra de expansión adoptar los resguardos necesarios para evitar perjuicios a los titulares de las instalaciones involucradas y, en caso de producirse, asumir las responsabilidades que de ello se deriven, cuestión que escapa al ámbito del proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
002-15	Transelec S.A.	General	General	<p>En relación con la construcción de los enlaces necesarios para el seccionamiento de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 2x220 kV mediante la obra “Nueva S/E Yuteco”, manifestamos nuestra preocupación, ante la posible pérdida de vanos de la línea existente, por lo que solicitamos a la Comisión que se explicita en el informe técnico Final, que la empresa adjudicataria de la nueva subestación seccionadora, asumirá los costos asociados a eventuales desmantelamientos y perjuicios que pudieran derivarse de dicho seccionamiento.</p>	<p>Incorporar un párrafo adicional en la sección “3.2.2.1 Descripción general y ubicación de la obra”, el cual se ubique antes del último párrafo actual, que indique:</p> <p>Será responsabilidad del adjudicatario, los costos asociados a eventuales desmantelamientos y perjuicios que pudieran derivarse del seccionamiento de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 2x220 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El desmantelamiento de instalaciones que queden en desuso producto de la ejecución de obras de expansión no se encuentra regulado en la normativa sectorial. Por esta razón, no corresponde que la Comisión incorpore las labores de desmantelamiento como parte de una obra de expansión en el marco del proceso de planificación, sin que exista una regulación que determine quién es el responsable de ejecutarlas y la forma en que deben ser remuneradas. Sin perjuicio de lo anterior, cabe precisar que, en este caso, el eventual desuso o desenergización de instalaciones de la línea Nueva Pichirropulli – Rahue 2x220 kV, como consecuencia de la obra de expansión propuesta, no constituye un impedimento para el cumplimiento de los objetivos de dicha obra, ni se advierte que implique una afectación para Transelec S.A.</p> <p>En consecuencia, el desmantelamiento de instalaciones en los casos como el que se plantea será analizado en otra instancia, una vez que dicha materia sea regulada.</p> <p>Por último, en cuanto a los eventuales perjuicios que pudieran derivarse durante la ejecución de la obra de expansión, corresponde señalar que dicha materia tampoco es propia del proceso de planificación, en particular, de la definición del alcance de la obra. En este sentido, es responsabilidad de quien deba ejecutar la obra de expansión adoptar los resguardos necesarios para evitar perjuicios a los titulares de las instalaciones involucradas y, en caso de producirse, asumir las responsabilidades que de ello se deriven, cuestión que escapa al ámbito del proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-1	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Otros Anexos	07 Diagnóstico Transformador es ATMT. "Análisis radial ITP 2025.xlsx"	<p>En el Análisis Radial se observa que el transformador Carampangue 066 1-&gt;Carampangue 023 llega al 90,28% de su capacidad en 2031, por lo que cumple el criterio del punto 7.4.3.1 del informe, teniendo en cuenta una holgura de 15% respecto de la capacidad nominal de la instalación. Por parte de STS se comparte dicha proyección, considerando que, al realizar la proyección de la demanda leída base 2024 de dicho transformador, este alcanzaría el 86,9% de cargabilidad al año 2031. Adicionalmente a esto, según la empresa distribuidora Frontel, la cual tiene retiros en ese transformador, indica que se proyecta un desarrollo futuro en la red de 23 kV. Además, para complementar lo anterior, se comparte documento "SE Carampangue_Anexo Ampliación NTR ATMT.pdf". Por otro lado, a nivel sistémico, en el subsistema radial comprendido entre las subestaciones Coronel - Cañete 66 kV, se advierte un problema de regulación de tensión, principalmente en las subestaciones Tres Pinos, Cañete y Lebu, junto con la posterior sobrecarga de las LTx's "Curanilahue Norte - Curanilahue 1x66 kV" y "Horcones - Carampangue 1x66 kV". Por estos motivos, se necesita una solución integral para dicho subsistema que se debería analizar en el Plan Expansión Tx año 2026, sin embargo, dado los plazos del proceso de Planificación y los tiempos constructivos posteriores, esta solución no llegará a tiempo antes de la sobrecarga del transformador Carampangue 066 1-&gt;Carampangue 023.</p>	<p>Por lo tanto, se solicita considerar un proyecto de aumento de capacidad en subestación Carampangue, asociado al transformador T1 66/23 kV en el Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, el empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, no ha sido propuesta para este período ninguna obra correspondiente al aumento de capacidad en subestación Carampangue, asociado al transformador T1 66/23 kV. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p> <p>Acceder a la evaluación de un proyecto no propuesto en tiempo y forma vulneraría gravemente el debido proceso, privando al resto de los actores del mercado del derecho a conocer y analizar oportunamente dicha iniciativa. En este sentido, la inclusión de proyectos en esta instancia se aparta de las etapas previstas por la normativa y excede la naturaleza propia de lo que constituye una observación al informe preliminar. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha resuelto (Dictamen N° 7-2021) que la mera alusión de una iniciativa durante la etapa de observaciones carece de la suficiencia necesaria para habilitar su evaluación cabal dentro del procedimiento de planificación, ratificando además (Dictamen N° 23-2021) la improcedencia de efectuar nuevos análisis empleando información que debió aportarse oportunamente en las fases reglamentarias dispuestas para dicho fin. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no corresponde a esta Comisión efectuar su evaluación técnico-económica.</p> <p>Por último, es necesario hacer presente que la S/E Carampangue es parte del sistema de transmisión de 66 kV desarrollado entre las</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>S/E Coronel y Lebu, en el cual se proyecta una elevada cargabilidad en las líneas de transmisión y problemas de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión que abastece radialmente a esa zona. Es por este motivo que esta Comisión, considerando el diagnóstico esperado para los próximos años, considera oportuno analizar una solución integral de este sistema en mayor detalle en los próximos procesos de expansión, abarcando todas las problemáticas y diseñando una solución de transmisión considerando lo anterior en su conjunto.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Numeral 10. Anexo 1	28-31	<p>Ante la presentación de la iniciativa, "Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas (RTR ATMT) + Normalización tap off Tres Esquinas", la Comisión Nacional de Energía, CNE, en su Informe Técnico Preliminar, ITP, específicamente, sección "Anexo N°1: Resultados de la Evaluación de Proyectos Propuestos", establece que: "En el Informe Técnico de Obras Necesarias y Urgentes 2025 regulado en el artículo 91 bis de la LGSE, se incorporó la obra de expansión denominada "Nueva S/E Quinchamali", la cual tiene características técnicas similares y soluciona la problemática diagnosticada en esta propuesta de expansión. En consecuencia, no se acoge la obra propuesta.". Sin embargo, si bien dicha propuesta soluciona el problema de cargabilidad en SE Tres Esquinas, no atiende a la normalización del Tap Off Tres Esquinas, lo cual, traería beneficios en seguridad a los clientes abastecidos desde esta subestación.</p>	<p>Por lo tanto, se solicita incorporar el proyecto de normalización Tap Off Tres Esquinas en SE Lucero, en el presente Plan de Expansión.</p>	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-3	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Otros Anexos	04 BD PowerFactory. "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pfd"	Al revisar el archivo contenido en la carpeta Otros Anexos, "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pfd", en particular la pestaña "08-Charrúa", el subsistema comprendido entre las SSEE Charrúa - Cabrero - Masisa 66 kV, se observa la sobrecarga de la "LTx Charrúa - Cabrero1x66 kV" llegando a 102% en 2031, situación la cual, sería gatillante de un proyecto en la zona. Sin embargo, a contar del año 2032 en adelante, la misma "LTx Charrúa - Cabrero1x66 kV" baja a 61,8% su cargabilidad, dado que la carga asociada a Masisa (I. Masisa) disminuye drásticamente su demanda, es decir de 39 MVA baja a 16 MVA. En esta misma línea se observa paralelamente que la carga "I. Fibranova" aumenta de 2 MVA a 10 MVA. Por lo cual, los datos no son consistentes, más aún si se revisa que la proyección asociada al transformador Masisa 066->Masisa 13.2, en el documento "Análisis radial ITP 2025" donde se mantiene en los 24,4 MVA de demanda (P100) durante todo el horizonte de análisis.	Por lo tanto, se solicita aclarar las potencias de demanda respecto a las cargas asociadas a las subestaciones Masisa y Fibranova. Y en caso de ser necesario, proponer una solución estructural y definitiva en atención a los niveles de cargabilidad de la LTx Charrúa - Cabrero1x66 kV. Propuesta STS Nueva SE Monteaguila presentada a la CNE (Iniciativa desechada)	No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de proponer una solución estructural y definitiva a través de la iniciativa correspondiente al ID 11-8 (Nueva S/E Monteaguila 154/66 kV 75 MVA y línea Monteaguila - Cabrero 2x66 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valoración tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde en esta sede efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>Finalmente, esta Comisión aclara que los escenarios de operación contenidos en la carpeta "Dmax SEN" son solamente indicativos y su propósito es servir como base para preparar los escenarios detallados que se utilicen en la evaluación de cada propuesta válidamente recibida. Sin perjuicio de lo anterior, se han detectado algunos errores en los datos tal como indica la empresa en la observación, los que se corregirá en las bases de datos de Digisilent.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	ITP Plan Expansión Anual de la Transmisión año 2025	Numeral 4.1.12	<p>El proyecto de "Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento" generará un segundo vínculo entre las subestaciones Pilauco y Barro Blanco, con una capacidad de 90 MVA a 35°C de temperatura ambiente.</p> <p>Por su parte, la línea Pilauco-Barro Blanco existente tiene una capacidad de aproximadamente 86 MVA, para 35° C de temperatura ambiente. Es decir, levemente inferior a los 90 MVA estipulados para la nueva línea.</p> <p>Sin embargo, los paños de conexión en Subestaciones Pilauco y Barro Blanco tienen Transformadores de Corriente con capacidad inferior a la de la línea. Por tal razón se propone que el alcance del proyecto de seccionamiento de la línea Barro Blanco-Pichil incluya el reemplazo de los TTCC del Paño B3 de Pilauco, que son de 400 A, y los TTCC del Paño B3 de SE Barro Blanco, que son de 600 A, por equipos de 800 A o que en su defecto, en el Plan quede abierto para cambiar los elementos serie que limiten la capacidad de línea y se incluyan los detalles en las Bases de Licitación respectivas. De ese modo, una vez construido el proyecto, se contará con dos circuitos entre subestaciones Pilauco y Barro Blanco con capacidades muy similares. Más detalles se muestran en Anexo "Secc_Lín_Barro Blanco-Pichil.pdf".</p>	Se propone incluir en el proyecto de "Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento", el reemplazo de los Transformadores de Corriente del Paño B3 de Pilauco y del Paño B3 de SE Barro Blanco por equipos de 800 A o en su defecto, los que se definan en las Bases de Licitación de la Obra de Ampliación respectiva para que no limiten la operación futura a la máxima capacidad de la línea de transmisión.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar el reemplazo de los Transformadores de Corriente (TC) asociados a los paños de la línea 1x66 kV Pilauco – Barro Blanco no es factible de ser acogida. De acuerdo a lo establecido en el Informe Técnico Preliminar, el proyecto individualizado en el numeral 4.1.12 tiene por objetivo el seccionamiento de la línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil y el aumento de capacidad exclusiva del tramo resultante. En tal sentido, la modificación de los paños B3 en las subestaciones Pilauco y Barro Blanco solicitada en la observación corresponde a una intervención sobre una instalación de transmisión existente, distinta e independiente a la obra propuesta por esta Comisión para el Plan de Expansión 2025. Al respecto, cabe precisar que cualquier aumento de capacidad sobre dicha línea constituye un proyecto de Ampliación de Transmisión Zonal autónomo, el cual debe someterse a su propia evaluación técnico-económica y de beneficios sistémicos conforme a los procesos de planificación regulados en el Artículo 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, no pudiendo ser subsumido discrecionalmente como una extensión de alcance de la obra de seccionamiento, ni delegado a la definición de las futuras bases de licitación, las cuales deben ceñirse estrictamente al alcance normativo decretado. Sin perjuicio del impedimento regulatorio señalado precedentemente, esta Comisión constata que la justificación técnica esgrimida por la empresa carece de completitud. De acuerdo a la información oficial registrada en el Sistema de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional, la actual línea de transmisión 1x66 kV Pilauco – Barro Blanco está conformada por dos tramos físicos, cuyas capacidades se encuentran señaladas en el apartado de límite térmico permanente en verano con sol a 25°C: el tramo "Pilauco - Estructura AT21662" con una ampacidad de referencia de 0,845 kA, y el tramo "Estructura AT21662 - Barro Blanco" con una ampacidad de 0,42 kA. En consecuencia, la sola sustitución de los Transformadores de Corriente en los extremos de la línea por equipos de 800 A no resulta ser una medida suficiente para alcanzar la capacidad de 86 MVA argumentada por el proponente, toda vez que el flujo máximo de potencia continuará estando estrictamente limitado por la capacidad térmica del segmento de conductor de 0,42 kA</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>(aproximadamente 48 MVA). Por lo tanto, la modificación requerida no otorga la redundancia sistémica en régimen de contingencia simple (N-1) bajo los supuestos presentados en la observación.</p> <p>En virtud de lo anterior, la Comisión determina mantener inalterados el alcance y las especificaciones de la obra definidas en el Informe Técnico Preliminar.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-5	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	ITP Plan Expansión Anual de la Transmisión año 2025	Numeral 3.2.2.1	<p>En párrafo cuarto de la descripción del proyecto "Nueva S/E Yutreco" se especifican las características del patio de 66 kV. Se especifica que será de configuración Barra Principal Seccionada y que las Barras tendrán una capacidad de 500 MVA. Dentro del alcance se señala la construcción de un Paño Seccionador de barras, el que se entiende, debe tener la misma capacidad de las barras. Sin embargo, el mercado no ofrece equipamiento para paño seccionador de 66 kV con capacidad suficiente para 500 MVA, lo que podría provocar inconvenientes en la etapa de licitación del proyecto, situación ya vivida con otros proyectos en Planes de Expansión pasados. Por tanto, en la especificación del alcance de la obra se debe tener presente que para equipos clase 72,5 kV, las capacidades de corriente disponibles en el mercado son: 1250 A-1600 A-2000 A-2500 A.</p>	<p>Se solicita que en la definición del alcance de la obra se tenga presente que para equipos clase 72,5 kV, las capacidades de corriente disponibles en el mercado son: 1250 A-1600 A-2000 A-2500 A. Este alcance se debe considerar para el proyecto "Nueva S/E Yutreco" u otra obra de similares características.</p>	<p>Ver respuesta a observación ID 000-17</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	ITP Plan Expansión Anual de la Transmisión año 2025	Numeral 3.2.2.1	<p>El proyecto sistémico Apoyo Zona Osorno contempla varias obras según se describe en Numeral 8.3.11., entre las cuales se encuentra la nueva S/E Yutreco 220/66 kV, cuyo alcance contempla un patio de 220 kV para el seccionamiento de línea Nueva Pichirropillu-Rahue, la instalación de un equipo de transformación 220/66 kV, 120 MVA y un Patio de 66 kV para la conexión de línea hacia Remehue. Si bien se considera que el proyecto resuelve la problemática existente, se estima que sería más eficiente que las obras asociadas a la nueva S/E Yutreco sean desarrolladas como una Ampliación en S/E Remehue, es decir, el seccionamiento de la línea de 220 kV y la instalación de equipo de transformación 220/66 kV se realizarían en esta subestación. En ese escenario, no procede la construcción de la Línea 2x66 kV Yutreco-Remehue y, en su lugar, se ejecuta el desvío de la Línea 220 kV Nueva Pichirropulli-Rahue hacia S/E Remehue. Se adjunta Anexo "SE Yutreco Alternativa Remehue.pdf" con más detalles sobre la propuesta alternativa.</p>	<p>Se solicita eliminar del Plan la Obra "Nueva S/E Yutreco" incluida en Tabla 3-2, Ítem 2, y cuyo alcance de obras se indica en Numeral 3.2.2. En su lugar, se solicita incorporar la Obra: "Nuevo Patio de 220 kV en S/E Remehue", con el mismo alcance considerado para el Patio 220 kV en S/E Yutreco.</p> <p>De igual modo, se solicita revisar en el ITP y anexos todos los textos que aluden al proyecto Yutreco de manera que reflejen el cambio que se propone en el proyecto para esta observación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto que se propone en reemplazo de la «Nueva S/E Yutreco» (desarrollar un nuevo patio de 220 kV en S/E Remehue) implica la construcción de dos enlaces de doble circuito en 220 kV, en lugar de solo una línea de doble circuito en 66 kV. Dado lo anterior, a juicio de esta Comisión, el proyecto incorporado en el Informe Técnico Preliminar resulta más eficiente en términos económicos y de uso territorial, y cumple con solucionar las problemáticas identificadas para la zona.</p> <p>Por consiguiente, se desestima la solicitud de eliminar la Nueva S/E Yutreco del Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-7	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	ITP Plan Expansión Anual de la Transmisión año 2025	Numeral 4.1.9.1	<p>El proyecto sistémico Apoyo Zona Osorno contempla varias obras según se describe en Numeral 8.3.11., entre las cuales se encuentra la nueva S/E Yutreco 220/66 kV, cuyo alcance contempla un patio de 220 kV para el seccionamiento de línea Nueva Pichirropillu-Rahue, la instalación de un equipo de transformación 220/66 kV, 120 MVA y un Patio de 66 kV para la conexión de línea hacia Remehue. Si bien se considera que el proyecto resuelve la problemática existente, se estima que sería más eficiente que las obras asociadas a la nueva S/E Yutreco sean desarrolladas como una Ampliación en S/E Remehue, es decir, el seccionamiento de la línea de 220 kV y la instalación de equipo de transformación 220/66 kV se realizarían en esta subestación. En ese escenario, no procede la construcción de la Línea 2x66 kV Yutreco-Remehue y, en su lugar, se ejecuta el desvío de la Línea 220 kV Nueva Pichirropulli-Rahue hacia S/E Remehue. Se adjunta Anexo "SE Yutreco Alternativa Remehue.pdf" con más detalles sobre la propuesta alternativa.</p>	<p>Se solicita modificar el alcance de las obras expresado en el numeral 4.1.9.1, quedando de la siguiente manera: "... comunes de la subestación Remehue para tres nuevas posiciones, de manera de permitir la conexión del Nuevo equipo de transformación (NTR ATAT) 220/66 kV, la construcción de un paño seccionador de barras y una posición...."</p>	<p>No se acoge la observación. El proyecto que se propone en reemplazo de la «Nueva S/E Yutreco» (desarrollar un nuevo patio de 220 kV en S/E Remehue) implica la construcción de dos enlaces de doble circuito en 220 kV, en lugar de solo una línea de doble circuito en 66 kV. Dado lo anterior, a juicio de esta Comisión, el proyecto propuesto en el Informe Técnico Preliminar resulta más eficiente en términos económicos y de uso territorial, y cumple con solucionar las problemáticas identificadas para la zona. Por consiguiente, se desestima la solicitud de modificar el alcance de las obras expresado en el numeral 4.1.9.1 del Informe Técnico Preliminar.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-8	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	ITP Plan Expansión Anual de la Transmisión año 2025	Numeral 4.2.5.1	<p>El proyecto sistémico Apoyo Zona Osorno contempla varias obras según se describe en Numeral 8.3.11., entre las cuales se encuentra la nueva S/E Yutreco 220/66 kV, cuyo alcance contempla un patio de 220 kV para el seccionamiento de línea Nueva Pichirropillu-Rahue, la instalación de un equipo de transformación 220/66 kV, 120 MVA y un Patio de 66 kV para la conexión de línea hacia Remehue. Si bien se considera que el proyecto resuelve la problemática existente, se estima que sería más eficiente que las obras asociadas a la nueva S/E Yutreco sean desarrolladas como una Ampliación en S/E Remehue, es decir, el seccionamiento de la línea de 220 kV y la instalación de equipo de transformación 220/66 kV se realizarían en esta subestación. En ese escenario, no procede la construcción de la Línea 2x66 kV Yutreco-Remehue y, en su lugar, se ejecuta el desvío de la Línea 220 kV Nueva Pichirropulli-Rahue hacia S/E Remehue. Se adjunta Anexo "SE Yutreco Alternativa Remehue.pdf" con más detalles sobre la propuesta alternativa.</p>	<p>Se solicita modificar el alcance de las obras expresado en el párrafo 1 del numeral 4.2.5.1, quedando de la siguiente manera: "... la instalación de un banco de autotransformadores 220/66 kV de, al menos, 3x40 MVA más 1x40 MVA (unidad monofásica de respaldo) con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión en la subestación Remehue, establecida según lo dispuesto en la obra "Nuevo Patio 220 kV en S/E Remehue".</p> <p>También se solicita eliminar párrafo 2, asociado a la línea 2x66 kV Yutreco-Remehue.</p> <p>De igual modo, se solicita revisar en el ITP y anexos todas los textos que aluden a la instalación de transformación 220/66 kV en S/E Yutreco y a la construcción de la línea de 66 kV Yutreco-Remehue de manera que reflejen el cambio que se propone en el proyecto para esta observación.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El proyecto que se propone en reemplazo de la «Nueva S/E Yutreco» (desarrollar un nuevo patio de 220 kV en S/E Remehue) implica la construcción de dos enlaces de doble circuito en 220 kV, en lugar de solo una línea de doble circuito en 66 kV. Dado lo anterior, a juicio de esta Comisión, el proyecto propuesto en el Informe Técnico Preliminar resulta más eficiente en términos económicos y de uso territorial, y cumple con solucionar las problemáticas identificadas para la zona.</p> <p>Por consiguiente, se desestima la solicitud de modificar el alcance de las obras expresado en el numeral 4.2.5.1, así como la solicitud de eliminar las obras y referencias asociadas a la línea 2x66 kV Yutreco-Remehue en el Informe Técnico Preliminar.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Otros Anexos	04 BD PowerFactory. "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pdf"	<p>Al revisar la Base de Datos Digsilent del ITP compartida en Otros Anexos, se identifica directamente una necesidad en la Línea Pullinque-Panguipulli 1x66 kV, debido a la cargabilidad de ella y a que la segunda línea disponible no se encuentra conectada a la SE Panguipulli, lo que impide equilibrar los flujos y utilizar eficientemente la infraestructura existente.</p> <p>Complementariamente, al comparar esta información con el análisis radial del ITP, se observan demandas superiores en todos los percentiles respecto de las cargadas en la BD DlgSILENT, lo que evidencia que las condiciones de las simulaciones utilizadas pudiesen ser más exigentes aún.</p> <p>Adicionalmente, la alternativa de descarga asociada al Apoyo Villarrica no estará disponible en los plazos del análisis, dado que el proyecto se encuentra detenido al estar pendiente la licitación del estudio de franjas. Por lo tanto, no constituye una solución para las necesidades locales identificadas en el corto plazo. Es decir, el plazo razonable para que el proyecto Apoyo Villarrica, específicamente, nueva SE Calafquén preste apoyo mediante descargas por Distribución se estiman para el año 2035.</p> <p>En conjunto, la información trazable del ITP, las diferencias detectadas en el análisis radial y la indisponibilidad del Apoyo Villarrica refuerzan la necesidad de una intervención local y de corto plazo en el área Panguipulli.</p> <p>Se incorporan más detalles de estos antecedentes en documento "Anexo Secc_LTx N 2 Pullinque - Los Lagos 1x66 kV en SE Panguipulli.pdf"</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 el proyecto "SE Panguipulli Seccionamiento LTx N° 2 Pullinque – Los Lagos 1x66 kV en SE Panguipulli", dado su aporte directo a la suficiencia y seguridad del sistema eléctrico en la zona.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-4 («S/E Panguipulli – Seccionamiento L/T N°2 Pullinque – Los Lagos 1x66 kV en S/E Panguipulli»), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, la Comisión requirió expresamente la entrega de un informe con los estudios eléctricos que respaldaran el impacto de la obra, incluyendo el Estudio de Flujo de Potencias (EFP) y su respectiva base de datos en formato PowerFactory DigSILENT. No obstante, los antecedentes aportados por el promotor no dieron cumplimiento a esta exigencia técnica mínima ni en la forma ni en la calidad requerida, lo cual impidió su utilización adecuada en los análisis y simulaciones sistémicas de esta Comisión. Dicha omisión configura un incumplimiento del artículo 108°, letra f), del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto. Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos.</p> <p>Finalmente, esta Comisión aclara que los escenarios de operación contenidos en la Base de Datos Digsilent son solamente indicativos y su propósito es servir como base para preparar los escenarios detallados que se utilicen en la evaluación de cada propuesta válidamente recibida.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-10	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Propuestas-desechadas-2025.pdf	Nueva SE Huépil 154/23 kV 30 MVA	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto “La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta, por cuanto no aportó la información técnica esencial requerida para la evaluación de la propuesta, antecedentes que debieron haber sido presentados originalmente en el marco de la convocatoria...”. Si bien esta Comisión desecha la iniciativa presentada, no realiza un análisis de la zona con el fin de levantar las necesidades presentadas. Se advierte riesgo en el suministro de la demanda en el mediano y largo plazo para las Comunas de Antuco y Quilleco, según los antecedentes entregados en la convocatoria para el Plan Expansión Tx año 2025. Además, como antecedente, en la Central Abanico no hay posibilidad de aumentar la capacidad de ese punto de inyección. Por su parte, en SE Cholguán efectivamente hay potencia disponible, pero en el nivel de 13,2 kV y no en 23 kV, que es el nivel de tensión de la red de distribución en estos sectores. En 23 kV efectivamente está la restricción de 8 MVA impuesta por el autotransformador 13,2/ 23 kV existente. Por otra parte, en cuanto a la calidad de servicio, es preciso señalar que el Alimentador Tucapel tiene una extensión aproximada de 60 km y el Alimentador Antuco aproximadamente 50 km, con buena parte de su trazado en zona cordillerana. Ambos alimentadores muy expuestos a las consecuencias de las condiciones climáticas imperantes en la zona.</p> <p>Se acompaña archivo outlook “RE_Reunión Enel-Frontel – Alimentador Abanico Antuco.eml” en que la propietaria de la Central Abanico indica los límites de transferencia actual y justifica la imposibilidad de aumentar la potencia de retiro en esa subestación.</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 la iniciativa Nueva SE Huépil 154/23 kV 30 MVA o en su defecto, alguna obra que permita resolver la problemática diagnosticada.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-9 (Nueva S/E Huépil 154/23 kV 30 MVA), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó el Diagrama de Planta, así como tampoco entregó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DlgSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento directo de los literales c) y f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-11	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Propuestas-desechadas-2025.pdf	Nueva SE Santa Juana_Nueva SE Santa Juana 66/23 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 2x66 kV	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto “La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta, por cuanto no aportó la información técnica esencial requerida para la evaluación de la propuesta, antecedentes que debieron haber sido presentados originalmente en el marco de la convocatoria...”. Si bien esta Comisión desecha la iniciativa presentada, no realiza un análisis de la zona con el fin de levantar las necesidades presentadas. En los datos aportados por la Distribuidora Frontel, en Documento “Plan de Expansión Dx – Laja.pdf” entregado como anexo a la presentación de la iniciativa de Tx Zonal en el presente Plan de Expansión, se observa que no es sostenible en el tiempo tener alimentación única desde la SE Laja. Esto debido a que se presentan problemas de carga, tensión y confiabilidad en las extensas líneas las cuales ya han sido sometidas a intensas inversiones por Distribución. (Cambios de Nivel de Tensión parciales dentro de la red, Instalación de equipos MT/MT 13,2/23 kV, Instalación de Reguladores de Voltajes, redundancia en líneas para mitigar fallas, instalación de centrales de Gx Diesel para acotar tiempos de fallas, entre otras).</p> <p>Sin embargo, esta Comisión en el Plan Expansión Año 2024, ITP, Anexo 1, ID 37-16, que “no se presentan antecedentes suficientes que demuestren que es posible abastecer la demanda de Santa Juana desde la S/E Lota, tomando en cuenta la limitada capacidad de transmisión de las líneas que se desarrollan entre las SS/EE Coronel y Tres Pinos.” En consideración con lo anterior, en la convocatoria al Plan Expansión Año 2025 se presentaron tres nuevas alternativas, para dar mayor certeza de la capacidad del sistema desde el cual se abastecerá dicha obra, en atención a lo que se indica por parte de la CNE.</p> <p>Por tal motivo, se presentó la alternativa de trazado y ubicación propuesta que constituye la opción más óptima Tx-Dx; por su menor riesgo constructivo, menor costo de ejecución y mayor beneficio hacia los</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 la iniciativa Nueva SE Santa Juana 66/23 kV 16 MVA más línea desde SE Hualqui 220/66 kV por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-10 (Nueva S/E Santa Juana 66/23 kV 16 MVA y línea Lota - Santa Juana 2x66 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó el Diagrama de Planta, así como tampoco entregó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DlgSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento directo de los literales c) y f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>usuarios no solo de la comuna de Santa Juana, si no que, también beneficiaría a todos los clientes de la localidad de Talcamavida y sus alrededores. Sumado a lo anterior, el abastecimiento sería desde la nueva SE Hualqui 220/66 kV 90 MVA, puesta en servicio 17/10/2021, donde no tendría restricciones sistémicas como la alternativa desde SE Lota. Como información adicional, se compartió antecedentes de la construcción de un nuevo puente que cruzará el Río Bio Bio en la zona oriente de Santa Juana, denominado como "Puente Amdel", cuya evaluación ambiental se encuentra en curso y ya cuenta con las bases de licitación. Y dicho puente contará con poliductos en media tensión para realizar el cruce del río con nuevos alimentadores de Distribución, lo cual, sin duda es una ventaja respecto a las demás alternativas propuestas.</p>		<p>instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-12	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Propuestas-desechadas-2025.pdf	Nueva SE Futrono_Nueva SE Futrono 66/23 kV 16 MVA y línea Llollehue - Futrono 2x66 kV	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta, por cuanto no aportó la información técnica esencial requerida para la evaluación de la propuesta, antecedentes que debieron haber sido presentados originalmente en el marco de la convocatoria...". Si bien esta Comisión desecha la iniciativa presentada, no realiza un análisis de la zona con el fin de levantar las necesidades presentadas. Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de las distribuidoras en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro.</p> <p>Dentro de los anexos presentados en la convocatoria al Plan de Expansión año 2025, se incorporó el Plan de expansión de Distribución de Saesa donde se observa la necesidad de acercarse al centro de carga. Por otra parte, hay una carta de la Distribuidora Socoepa (en los anexos que acompañaron la presentación de este proyecto) solicitando un punto de compra en los alrededores de Futrono, lo que da cuenta de las dificultades de las distribuidoras en el sector. Dado que no existe la potencia en las redes de Distribución Saesa, esta empresa distribuidora informó que no es posible acceder a lo solicitado por Socoepa.</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 la iniciativa Nueva SE Futrono 66/23 kV 16 MVA y nueva línea Llollehue - Futrono 2x66 kV por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-12 (Nueva S/E Futrono 66/23 kV 16 MVA y línea Llollehue - Futrono 2x66 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desecheda por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DlgSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108º del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109º del citado Reglamento, desechedo el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111º del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-13	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Propuestas-desechadas-2025.pdf	Nueva SE Lago Ranco_Nueva SE Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y línea Chirre - Lago Ranco 2x110 kV	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta, por cuanto no aportó la información técnica esencial requerida para la evaluación de la propuesta, antecedentes que debieron haber sido presentados originalmente en el marco de la convocatoria...". Si bien esta Comisión desecha la iniciativa presentada, no realiza un análisis de la zona con el fin de levantar las necesidades presentadas. Proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Considerando además que, por necesidades de las distribuidoras en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx dispuesto por la CNE, es necesaria la construcción de un nuevo punto de suministro.</p> <p>Como se presentó en el marco de la convocatoria al Plan de Expansión año 2025, la zona urbana de Lago Ranco junto con sus redes rurales en dirección hacia la cordillera, se encuentran en una zona intermedia, que está alejada de puntos de suministros firmes (Tx Zonal), tanto en su condición normal desde la SE Chirre, como en condición de un respaldo (Condicionado a una Generación Diesel para la zona urbana) desde SE Pichirropulli dando la vuelta por el lado norte del Lago y bordeando la cordillera. Además, el CEN en su búsqueda de criterios de Planificación de la Transmisión Zonal y Resiliencia, en presentación realizada el 11 de diciembre de 2024, plantea un análisis de expansión de sistemas radiales, donde existen extensas redes de Distribución. La nueva SE Lago Ranco vendría a resolver el problema planteado para la distribuidora Saesa (Alimentada desde SE Chirre), así como para la Distribuidora</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 la iniciativa Nueva SE Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y nueva línea Chirre - Lago Ranco 2x110 kV por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-13 (Nueva S/E Lago Ranco 110/23 kV 16 MVA y línea Chirre - Lago Ranco 2x110 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DlgSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento directo del literal f) del artículo 108º del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109º del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111º del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				Cooprel (Alimentada desde las SSEE La Unión y Los Tambores).		<p>en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
003-14	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Propuestas-desechadas-2025.pdf	Nueva SE Los Muermos_Nueva SE Los Muermos 66/23 kV 16 MVA y línea Tineo - Los Muermos 2x66 kV	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta, por cuanto no aportó la información técnica esencial requerida para la evaluación de la propuesta, antecedentes que debieron haber sido presentados originalmente en el marco de la convocatoria...". Si bien esta Comisión desecha la iniciativa presentada, no realiza un análisis de la zona con el fin de levantar las necesidades presentadas. Sin embargo, esta Comisión en el Plan Expansión Año 2024, ITP, Anexo 1, argumenta que: "el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente informe técnico del plan de expansión. En particular, porque en el proceso de expansión 2022 se incorporó la obra "Nueva S/E Reloncaví", cuyo objetivo era descargar la SE Melipulli, por lo que el análisis del impacto de esta nueva obra en la zona debiera ser considerado en esta propuesta. Por lo anterior, no se acoge la incorporación de esta propuesta en el presente proceso de expansión." Sin embargo, el proyecto fue presentado bajo el artículo 81º del DS 37-2021, donde se indica que, la CNE, "a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales". Por esta razón, se propone a la Comisión reconsiderar el proyecto propuesto, considerando las necesidades de las distribuidoras en la zona sobre un punto óptimo de crecimiento y para dar cumplimiento a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Dx. En línea con lo anterior, en la convocatoria al Plan de Expansión año 2025, se presentaron antecedentes de crecimiento de demanda y de calidad de servicio por parte de la Distribuidora, con la finalidad de justificar el proyecto presentado.</p> <p>De acuerdo con los datos aportados por las Distribuidoras Saesa y Crell, se considera un punto</p>	Se propone incluir en el Plan de Expansión de la Transmisión año 2025 la iniciativa Nueva SE Los Muermos 66/23 kV 16 MVA y nueva línea Tineo - Los Muermos 2x66 kV por conceptos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio (calidad de suministro) hacia el cliente final.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sistema de Transmisión del Sur S.A. de incorporar y evaluar la iniciativa correspondiente al ID 11-14 (Nueva S/E Los Muermos 66/23 kV 16 MVA y línea Tineo - Los Muermos 2x66 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1011/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DigSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento directo del literal f) del artículo 108º del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109º del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111º del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>óptimo de crecimiento en la zona, por lo cual, se levantó esta iniciativa de Tx Zonal. En los antecedentes presentados se puede observar la extensión territorial de las líneas de Saesa y Crell, que abastecen el sector urbano de Los Muermos y sus alrededores. Es importante mencionar que la distancia desde la subestación primaria hasta el último cliente es de 92 km.</p>		<p>en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-01	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Descripción o Alcances Obra de Expansión	"Res-N43-2026- Aprueba-ITP- 2025.pdf"  4.1.3 Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)  4.1.3.1 Descripción general y ubicación de la obra	<p>Dado los alcances del proyecto, una vez ejecutado, 3 de los 4 transformadores 110/12 kV contarán con su respectivo paño de transformación en el lado de alta tensión (T1 y T2 tomando carga permanente y T5 de respaldo conectado eléctricamente).</p> <p>Sin embargo, el transformador T4, que también toma carga de manera permanente y cuya demanda máxima proyectada por esta Comisión al año 2032 es de 64,2 MVA (128%), no posee paño de transformación en el lado de alta tensión. Incluso considerando las obras en servicio y logrando un equilibrio ideal entre los equipos de transformación, el T1, T4 y nuevo T2 alcanzarían niveles de cargabilidad cercanos al 78%, es decir 78 MVA entre el transformador T4 y T2.</p> <p>En consecuencia, al presentarse una falla en el T4, no es posible aislarla sin dejar fuera de servicio la respectiva barra en 110 kV, con la consecuente pérdida del T4 y T2 (y T6), generando potencia no suministrada de 78 MVA en 12 kV o cerca de 45 MW en caso de traspasar carga a los equipos T1 y T5 hasta alcanzar su 100%. Incluso, considerando un factor de sobrecarga de un 20% en los equipos T1 y T5 se presentarán bloques de potencia no suministrada cercanos a 30 MVA.</p> <p>Por otra parte, al realizar el análisis de costo de inversión adicional por la construcción del paño de transformación 52HT4, el que se requiere de un nuevo interruptor 110 kV, 3 TTCC para la incorporación de la medida y el traslado del desconectador tripolar existente, el valor de inversión del proyecto solo tendría un alza de 0,433 MMUSD (Valorización interna STM), cercana a un 4%, siendo mínimo el impacto de su incorporación, sin embargo, los beneficios en el abastecimiento de la demanda son evidentes.</p> <p>En definitiva, con el fin de mejorar las condiciones de seguridad de la subestación, aprovechando sinergias constructivas y dado el bajo impacto en la valorización del proyecto, se solicita incluir entre los</p>	<p>Se solicita reemplazar el párrafo N°3 de la sección 4.1.3.1 por el siguiente:</p> <p>"Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar los paños de 110 kV asociados a los transformadores N° 1, N° 2 y N°4 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes. "</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos y económicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la construcción del paño de transformación en 110 kV asociado al equipo T4 resulta factible y conveniente de ser acogida. Se constata que la inclusión de este nuevo alcance genera una evidente sinergia constructiva con el proyecto original y aporta un beneficio sustancial a la seguridad operativa del Sistema de Transmisión Zonal. En particular, la independización del transformador T4 mediante su respectivo paño de conexión en alta tensión evita que una falla puntual en dicho equipo provoque la salida de servicio de la barra completa de 110 kV, mitigando de manera efectiva el riesgo de interrupciones masivas y disminuyendo significativamente la eventual Energía No Suministrada de otras unidades de transformación.</p> <p>Adicionalmente, el análisis de costos evidencia que la incorporación de esta modificación supone un incremento aproximado del 4,2% respecto del proyecto original. Al contrastar este incremento marginal frente a la considerable mejora en la confiabilidad y flexibilidad del abastecimiento para la zona, la Comisión determina la conveniencia de modificar el alcance del proyecto.</p> <p>En virtud de lo anterior, esta Comisión incorporará la modificación de alcance solicitada, reemplazando el texto respectivo en el Informe Técnico Final, y procederá a ajustar la valorización y los anexos asociados a la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>alcances de este, la construcción del paño de transformación 52HT4. Mayores detalles en documento "2026-02-11_Observación Ampliación SE Lo Boza RTR ATMT.pdf", "Análisis radial ITP 2025_SE Lo Boza.xlsx" y "Ampliación en SE Lo Boza_VI Paño 52HT4.xlsx".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-02	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Descripción o Alcances Obra de Expansión	<p>"Res-N43-2026-Aprueba-ITP-2025.pdf"</p> <p>4.1.4 Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)</p> <p>4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra</p>	<p>Considerando los actuales alcances del proyecto, llama la atención el extracto " y espacio en barras para dos paños futuros" del parrafo número 2 de la sección "4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra ", pues ya se contempla la construcción de 8 alimentadores, entonces, dejar espacio en barra (o sala de celdas) para dos alimentadores más no se alinea a los criterios de diseño de las instalaciones de STM, por lo tanto, se sugiere, eliminar este alcance de la descripción.</p>	<p>Se solicita reemplazar el parrafo N°2 de la sección 4.1.4.1 por el siguiente:</p> <p>"Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 12,5 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, ocho paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal, un paño de conexión del nuevo transformador a la barra auxiliar, la construcción de tres paños de interconexión con las barras existentes. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente."</p>	<p>Se acoge la observación. De acuerdo con lo indicado por la empresa, se corregirá el alcance de la obra junto con los anexos correspondientes.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-03	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Descripción o Alcances Obra de Expansión	"Res-N43-2026-Aprueba-ITP-2025.pdf"  4.1.4 Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)  4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra	Considerando los actuales alcances del proyecto, una vez ejecutado y según se entiende, el nuevo transformador N°1 seguiría sin contar con un interruptor en su lado de alta tensión, 52HT1, por lo tanto, se solicita incorporar en la descripción del proyecto el alcance "Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar el paño de 110 kV asociado al transformador N°1 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes.", similar a como se hizo en la obra de expansión "Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)".	Se solicita modificar la actual descripción de la obra introduciendo el siguiente nuevo párrafo 3 (pasando el actual párrafo 3 a ser el número 4):  "Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar el paño de 110 kV asociado al transformador N°1 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes. "	Se acoge la observación. De acuerdo a los antecedentes técnicos y económicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la construcción del paño de transformación en 110 kV asociado al transformador N° 1 resulta factible y conveniente de ser acogida. Se constata que la inclusión de este nuevo alcance genera una evidente sinergia constructiva con el proyecto original y aporta un beneficio sustancial a la seguridad operativa del Sistema de Transmisión Zonal. En particular, la independización del transformador mediante su respectivo paño de conexión en alta tensión evita que una falla puntual en dicho equipo provoque la salida de servicio de su respectiva barra de 110 kV, mitigando de manera efectiva el riesgo de interrupciones masivas y disminuyendo significativamente la eventual Energía No Suministrada de otras unidades de transformación. Adicionalmente, el análisis de costos evidencia que la incorporación de esta modificación supone un incremento marginal respecto al Valor de Inversión de referencia del proyecto original. Por este motivo, y considerando la mejora en la confiabilidad y flexibilidad del abastecimiento para la zona, la Comisión determina la conveniencia de modificar el alcance del proyecto. En virtud de lo anterior, esta Comisión incorporará la modificación de alcance solicitada a través del Informe Técnico Final y sus respectivos anexos.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-04	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Descripción o Alcances Obra de Expansión	"Res-N43-2026- Aprueba-ITP- 2025.pdf"  4.1.4 Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)  4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra	<p>De los transformadores 110/12 kV conectados a la sección de Barra N°2 en 110 kV, solo el transformador N°4 cuenta con paño de transformación en alta tensión (52HT4), sin embargo, el transformador N°2, no posee paño de transformación en el lado de alta tensión, por lo tanto, al presentarse una falla en dicho transformador, no es posible aislar la falla sin la consecuente operación de la barra N°2 en 110 kV y la respectiva pérdida del transformador N°4, generando bloques de potencia no suministrada de 36 MVA a partir del año 2032. Incluso, considerando un factor de sobrecarga de un 20% en los equipos T1 y T3 se presentarán bloques de potencia no suministrada cercanos a 16 MVA.</p> <p>Por otra parte, al realizar el análisis de costo de inversión adicional por la construcción del paño de transformación 52HT2, el valor de inversión del proyecto solo tendría un alza de 0,433 MMUSD, cercana a un 6%, siendo mínimo el impacto de su incorporación, sin embargo, los beneficios en el abastecimiento de la demanda son evidentes.</p> <p>En definitiva, con el fin de mejorar las condiciones de seguridad de la subestación, aprovechando sinergias constructivas y dado el bajo impacto en la valorización del proyecto, se solicita incluir entre los alcances de este, la construcción del paño de transformación 52HT2.</p> <p>Mayores detalles en documento "2026-02-12_Observación Ampliación SE San José RTR ATMT.pdf" y "Ampliación en SE San José_VI Paño 52HT2.xlsx".</p>	<p>Se solicita modificar la actual descripción de la obra introduciendo el siguiente nuevo párrafo 3 (pasando el actual párrafo 3 a ser el número 4):</p> <p>"Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar el paño de 110 kV asociado al transformador N°2 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes. "</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos y económicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la construcción del paño de transformación en 110 kV asociado al transformador N° 2 resulta factible y conveniente de ser acogida. Se constata que la inclusión de este nuevo alcance genera una evidente sinergia constructiva con el proyecto original y aporta un beneficio sustancial a la seguridad operativa del Sistema de Transmisión Zonal. En particular, la independización del transformador mediante su respectivo paño de conexión en alta tensión evita que una falla puntual en dicho equipo provoque la salida de servicio de su respectiva barra de 110 kV, mitigando de manera efectiva el riesgo de interrupciones masivas y disminuyendo significativamente la eventual Energía No Suministrada de otras unidades de transformación.</p> <p>Adicionalmente, el análisis de costos evidencia que la incorporación de esta modificación supone un incremento marginal respecto al Valor de Inversión de referencia del proyecto original. Por este motivo, y considerando la mejora en la confiabilidad y flexibilidad del abastecimiento para la zona, la Comisión determina la conveniencia de modificar el alcance del proyecto.</p> <p>En virtud de lo anterior, esta Comisión incorporará la modificación de alcance solicitada a través del Informe Técnico Final y sus respectivos anexos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-05	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Descripción o Alcances Obra de Expansión	"Res-N43-2026-Aprueba-ITP-2025.pdf"  4.1.4 Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)  4.1.4.1 Descripción general y ubicación de la obra	<p>Considerando los actuales alcances del proyecto, una vez ejecutado, en condición de operación normal, se puede evidenciar que la ejecución del proyecto representa una solución de corto plazo a los problemas de holgura y suficiencia en SE San José, ya que al año 2035, 3 años después de la puesta en servicio del proyecto, se presentan nuevamente problemas de holgura.</p> <p>Incluso, considerando la demanda coincidente de cada transformador con la demanda máxima de la subestación, se puede evidenciar que al año 2037, 5 años después de la puesta en servicio del proyecto, nuevamente se incumpliría el criterio de holgura. Cabe destacar que esta condición ideal es prácticamente imposible de obtener en la realidad, por lo tanto, previo al año 2037, al menos un transformador presentará niveles de carga sobre el 85%.</p> <p>Por otra parte, al realizar el análisis de costo de inversión adicional por el reemplazo del transformador N°2 de 25 MVA por un equipo de 50 MVA con la respectiva construcción del paño 52HT2 y el refuerzo de las actuales Barra N°1 y N°2 de 12 kV para llevarlas a un estándar de 50 MVA, el valor de inversión del proyecto tendría un costo adicional cercano a los 5 MM USD, totalizando 12,4 MM USD. Sin embargo, si el reemplazo del transformador N°2 y las obras asociadas se realizará como un proyecto independiente años después, su valor de inversión ascendería a cerca de 6 MM USD.</p> <p>En definitiva, con el fin de mejorar las condiciones de suficiencia y seguridad de la subestación, aprovechando sinergias constructivas y dado los ahorros en valor de inversión para el sistema, cercanos a 0,730 MM USD, se solicita incluir entre los alcances actuales, el reemplazo del transformador N°2 de 25 MVA por un equipo de 50 MVA con la respectiva construcción del paño 52HT2 y el refuerzo de las actuales Barra N°1 y N°2 de 12 kV para llevarlas a un estándar de 50 MVA.</p>	<p>Se solicita modificar la actual descripción de la obra por la siguiente propuesta:</p> <p>"El proyecto consiste en el aumento de capacidad de la subestación San José mediante el reemplazo de los transformadores N° 1 y N° 2 de 110/12,5 kV de 22,4 y 25 MVA respectivamente, por dos nuevos equipos de transformación 110/12,5 kV y, al menos, 50 MVA de capacidad cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC). A su vez, el proyecto considera el reemplazo de todo el equipamiento que se vea sobrepasado en sus características nominales producto del aumento de capacidad antes descrito.</p> <p>Adicionalmente, el proyecto considera la construcción de una nueva sección de barra de 12,5 kV, en configuración barra principal más barra auxiliar, contemplándose la construcción de, al menos, ocho paños para alimentadores, el paño de conexión del transformador antes mencionado a la barra principal, un paño de conexión del nuevo transformador a la barra auxiliar, la construcción de tres paños de interconexión con las barras existentes. En caso de definirse el desarrollo de la ampliación de este patio como una sala de celdas, se deberán considerar los paños contenidos en esta descripción junto con la construcción de una celda para equipos de medida, la construcción de una celda para servicios auxiliares si corresponde, y el espacio en la sala para la conexión de las posiciones futuras definidas anteriormente. El proyecto considera también el refuerzo de las barras N°1 y N°2 de 12 kV existentes, aumentando su capacidad, al menos, a 50 MVA cada una.</p> <p>Junto con lo anterior, el proyecto contempla construir y completar los paños de 110 kV asociados a los transformadores N°1 y N°2 de la subestación, reutilizando cuando sea posible el equipamiento y estructuras existentes. "</p>	<p>Se acoge la observación.</p> <p>En virtud de lo presentado por la empresa, y tras analizar las necesidades de suficiencia en el largo plazo, se determina la necesidad de modificar la obra de acuerdo con lo señalado por la empresa. Adicionalmente, se complementa esta respuesta a través del capítulo N° 8 del ITF. En consecuencia, se ajustará la ingeniería conceptual y valorización de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Por lo tanto, el adelanto de la inversión, al incluir estos alcances en la obra de expansión "Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)" generaría ahorros para el sistema por cerca de 0,730 MM USD.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2026-02-12_Observación Ampliación SE San José RTR ATMT.pdf", "Análisis radial ITP 2025_SE San Jose.xlsx" y "Ampliación en SE San Jose_RTR N°2+52HT2+Ref Barra N°1 y N°2 12 kV.xlsx".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-06	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"  ID Propuesta 28-2  Ampliación Línea 2X220 kV Polpaico – Cerro Navia	<p>El proyecto fue presentado por el Coordinador dado su aporte a la suficiencia y seguridad en el abastecimiento de parte de la demanda del Gran Santiago, sin embargo, la Comisión rechaza el proyecto, argumentando principalmente que: "No se identifican beneficios netos positivos del proyecto propuesto en más del 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe."</p> <p>Cabe destacar que más allá de la evaluación económica del proyecto, la actual línea Polpaico - Nueva Lampa - Cerro Navia 2x220 kV corresponde a una instalación calificada como Nacional, por lo tanto, corresponde abordar su planificación de acuerdo con el criterio N-1 establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, más específicamente, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-5 establece que: "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>Sin embargo, al tomar como referencia el escenario de operación "Dmax SEN\Dmax SEN 2032", donde central Nueva Renca esta despachada en 320 MW, la línea Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV alcanza niveles de cargabilidad de un 99,8% y 88,6% respectivamente en condición normal, incumpliendo el criterio de holgura. En condición N-1, los niveles de sobrecarga son 169,4% y 149,5% para los tramos Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV respectivamente, incumpliendo el criterio N-1 en Transmisión nacional. Al tomar como referencia el escenario "Estudios eléctricos\Zonal D\ S/E Isabel Riquelme\Dmax Chena 220-110 2032", los niveles de cargabilidad aumentan significativamente. Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en el literal d) del Artículo 78 de Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, ".. Para efectuar la Planificación de la</p>	<p>En consecuencia, se solicita a esta comisión modelar correctamente la demanda asociada a los proyectos datacenter DC Santa Teresa y ODATA Datacenter ST01 y nuevos consumos de Metro en SE Nueva Lampa y Cerro Navia respectivamente e incluir la obra de expansión "Ampliación Línea 2X220 kV Polpaico – Cerro Navia" propuesta por el Coordinador, con una alcance solo para el tramo Polpaico - Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión analizó los antecedentes aportados respecto a la necesidad de ajustar el límite de transferencia en condición N-1 para el corredor 2x220 kV Polpaico – Cerro Navia, por lo que se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación OSE2000, ajustando el parámetro de límite de transferencia de acuerdo al informe de restricciones de transmisión (ERST) del Coordinador, sin considerar las modificaciones solicitadas respecto del alcance del proyecto.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones con los límites N-1 debidamente ajustados, se constató que el proyecto propuesto originalmente (ID 28-2) continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final.</p> <p>Adicionalmente, respecto a la solicitud de incorporar demandas específicas asociadas a proyectos Datacenter y nuevos consumos de Metro en los escenarios de simulación (tales como el escenario descrito en la observación), se destaca que los análisis efectuados por eficiencia operacional consideran la proyección de demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2024-2044 indicado en el capítulo 7.3.2 del informe técnico preliminar en sus simulaciones de despacho económico, no siendo utilizado el escenario descrito en la observación.</p> <p>Por otro lado, en relación con la solicitud de reevaluar el proyecto modificando estructuralmente su alcance (reduciéndolo exclusivamente al tramo Polpaico - Nueva Lampa - Lo Campino), esta Comisión advierte que alterar sustancialmente el diseño de una obra durante la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar para transformarla en una alternativa distinta,</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Transmisión, la Comisión deberá considerar:  ...b) Proyección de demanda de clientes libres, ... d) Plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión:....". Además de acuerdo con lo indicado en punto "7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Cosntrucción" del ITP, "Se consideró como antecedente, para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 289 de la Comisión, de 30 de mayo de 2025"</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con la revisión de la Base de Datos DigSilent "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pfd", no se encuentran modeladas las obras de transmisión del entorno de SE Nueva Lampa como "Línea de Alta Tensión y Subestación Santa Teresa" y "ODATA Datacenter ST01+ Expansión" cuyas potencias corresponden a 200 MW y 60 MW respectivamente, declarados en construcción en la respectiva resolución de diciembre 2024 y mayo 2025, los cuales corresponde a proyectos Datacenters, alineados al Plan Nacional de Datacenters, presentado por el Ministerio de Ciencia, Conocimiento e Innovación el 5 de diciembre de 2024.</p> <p>La no modelación de estos consumos, un incorrecto y tardío diagnóstico de su impacto en el sistema eléctrico atenta contra el éxito de la implementación del Plan Nacional Datacenter al no posicionar al segmento de transmisión como habilitante para su desarrollo.</p> <p>Tampoco se encuentran modelados los nuevos consumos de Metro, asociados a las nuevas líneas 7, 8 y 9, informadas a esta Comisión en el marco del Informe de Previsión de Demanda 2024-2044, abastecidos principalmente desde SE Cerro Navia a través del proyecto "PROYECTO DE CONEXIÓN DE LÍNEA 7 DE METRO DE SANTIAGO A S/E CERRO NAVIA" y cuya potencia es cercana a 80 MW.</p> <p>Al modelar correctamente los proyectos indicados en</p>		<p>desnaturaliza el objetivo de esta instancia y vulnera las etapas preclusivas del proceso. Al respecto, se debe recordar que, en virtud del principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) tiene por objeto exclusivo formular observaciones y reparos a los análisis contenidos en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevas obras. En efecto, las iniciativas de expansión deben ser propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, cumpliendo imperativamente con los requisitos técnicos, económicos y de descripción mínima exigidos por el artículo 108° del citado Reglamento. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no se acoge su incorporación.</p> <p>Finalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>el escenario de operación "Dmax SEN\Dmax SEN 2032", la línea Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV alcanza niveles de cargabilidad de un 129,3% y 71,3% respectivamente en condición normal, incumpliendo el criterio de suficiencia y holgura. En condición N-1, los niveles de sobrecarga son 220,1% y 120,3% para los tramos Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV respectivamente, incumpliendo el criterio N-1 en Transmisión nacional. Mayores detalles en documento "2026-02-12_Observación Ampliación LTx 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia.pdf" y otros antecedentes anexos que se acompañan en la carpeta "03_Ampliación Línea 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-07	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	<p>"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"</p> <p>ID Propuesta 28-8</p> <p>Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino</p>	<p>El proyecto fue presentado por el Coordinador dado su aporte a la suficiencia y seguridad en el abastecimiento de parte de la demanda del Gran Santiago, sin embargo, la Comisión rechaza el proyecto, argumentando principalmente que: "No se identifican beneficios netos positivos del proyecto propuesto en más del 50% de los escenarios analizados, según lo señalado en la sección 7.4.9 del presente informe."</p> <p>Cabe destacar que más allá de la evaluación económica del proyecto, la actual línea Polpaico - Nueva Lampa - Cerro navia 2x220 kV corresponde a una instalación calificada como Nacional, por lo tanto, corresponde abordar su planificación de acuerdo con el criterio N-1 establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, más específicamente, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-5 establece que: "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>Sin embargo, al tomar como referencia el escenario de operación "Dmax SEN\Dmax SEN 2032", donde central Nueva Renca esta despachada en 320 MW, la línea Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV alcanza niveles de cargabilidad de un 99,8% y 88,6% respectivamente en condición normal, incumpliendo el criterio de holgura. En condición N-1, los niveles de sobrecarga son 169,4% y 149,5% para los tramos Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV respectivamente, incumpliendo el criterio N-1 en Transmisión nacional. Al tomar como referencia el escenario "Estudios eléctricos\Zonal D\ S/E Isabel Riquelme\Dmax Chena 220-110 2032", los niveles de cargabilidad aumentan significativamente. Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en el literal d) del Artículo 78 de Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, ".. Para efectuar la Planificación de la</p>	<p>En consecuencia, se solicita a esta comisión modelar correctamente la demanda asociada a los proyectos datacenter DC Santa Teresa y ODATA Datacenter ST01 y nuevos consumos de Metro en SE Nueva Lampa y Cerro Navia respectivamente e incluir la obra de expansión "Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino " propuesta por el Coordinador, considerando la variante de una nueva línea 2x220 kV hasta SE Nueva Lampa más el refuerzo de la línea Nueva Lampa – Lo Campino 2x220 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión analizó los antecedentes aportados respecto a la necesidad de ajustar el límite de transferencia en condición N-1 de los tramos 500/220 existentes en la zona metropolitana junto con el límite nominal del transformador 500/220 en la S/E El Noviciado y el corredor de 220 kV Cerro Navia - Polpaico, por lo que se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación OSE2000, ajustando el parámetro de límite de transferencia de acuerdo al informe de restricciones de transmisión (ERST) del Coordinador, sin considerar las modificaciones solicitadas respecto del alcance del proyecto.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones con los límites N-1 debidamente ajustados, se constató que el proyecto propuesto originalmente (ID 28-8) continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados en su primer año de puesta en servicio. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final.</p> <p>Adicionalmente, respecto a la solicitud de incorporar demandas específicas asociadas a proyectos de datacenter y nuevos consumos de Metro en los escenarios de simulación (tales como el escenario descrito en la observación), se destaca que los análisis efectuados por eficiencia operacional consideran la proyección de demanda del Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2024-2044 indicado en el capítulo 7.3.2 del informe técnico preliminar en sus simulaciones de despacho económico, no siendo utilizado el escenario descrito en la observación.</p> <p>Por otro lado, en relación con la solicitud de reevaluar el proyecto modificando estructuralmente su alcance (considerando la variante de una nueva línea 2x220 kV hasta SE Nueva Lampa más el refuerzo</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Transmisión, la Comisión deberá considerar:  ...b) Proyección de demanda de clientes libres, ... d) Plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión:....". Además de acuerdo con lo indicado en punto "7.3.3.2 Proyectos de Generación y Transmisión en Cosntrucción" del ITP, "Se consideró como antecedente, para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 289 de la Comisión, de 30 de mayo de 2025"</p> <p>Sin embargo, de acuerdo con la revisión de la Base de Datos DigSilent "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pfd", no se encuentran modeladas las obras de transmisión del entorno de SE Nueva Lampa como "Línea de Alta Tensión y Subestación Santa Teresa" y "ODATA Datacenter ST01+ Expansión" cuyas potencias corresponden a 200 MW y 60 MW respectivamente, declarados en construcción en la respectiva resolución de diciembre 2024 y mayo 2025, los cuales corresponde a proyectos Datacenters, alineados al Plan Nacional de Datacenters, presentado por el Ministerio de Ciencia, Conocimiento e Innovación el 5 de dicimebre de 2024.</p> <p>La no modelación de estos consumos, un incorrecto y tardío diagnóstico de su impacto en el sistema eléctrico atenta contra el éxito de la implementación del Plan Nacional Datacenter al no posicionar al segmento de transmisión como habilitante para su desarrollo.</p> <p>Tampoco se encuentran modelados los nuevos consumos de Metro, asociados a las nuevas líneas 7, 8 y 9, informadas a esta Comisión en el marco del Informe de Previsión de Demanda 2024-2044, abastecidos principalmente desde SE Cerro Navia a través del proyecto "PROYECTO DE CONEXIÓN DE LÍNEA 7 DE METRO DE SANTIAGO A S/E CERRO NAVIA" y cuya potencia es cercana a 80 MW.</p> <p>Al modelar correctamente los proyectos indicados en</p>		<p>de la línea Nueva Lampa – Lo Campino 2x220 kV), esta Comisión advierte que alterar sustancialmente el diseño de una obra durante la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar para transformarla en una alternativa distinta, desnaturaliza el objetivo de esta instancia y vulnera las etapas preclusivas del proceso. Al respecto, se debe recordar que, en virtud del principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) tiene por objeto exclusivo formular observaciones y reparos a los análisis contenidos en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevas obras. En efecto, las iniciativas de expansión deben ser propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, cumpliendo imperativamente con los requisitos técnicos, económicos y de descripción mínima exigidos por el artículo 108° del citado Reglamento. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no se acoge su incorporación.</p> <p>Finalmente, en relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>el escenario de operación "Dmax SEN\Dmax SEN 2032", la línea Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV alcanza niveles de cargabilidad de un 129,3% y 71,3% respectivamente en condición normal, incumpliendo el criterio de suficiencia y holgura. En condición N-1, los niveles de sobrecarga son 220,1% y 120,3% para los tramos Polpaico - Nueva Lampa 2x220 kV y Nueva Lampa - Lo Campino 2x220 kV respectivamente, incumpliendo el criterio N-1 en Transmisión nacional. Finalmente, considerando la restricciones impuestas por la Dirección General de Aeronáutica Civil en el entorno del Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez y la futura ampliación de este, se complejiza la alternativa de construir una línea 2x220 kV desde SE Noviciado a SE Lo Campino, siendo, preliminarmente, más factible su construcción a SE Nueva Lampa.</p> <p>En consecuencia, se solicita a esta comisión modelar correctamente la demanda asociada a los proyectos datacenter y nuevos consumos de Metro en SE Nueva Lampa y Cerro Navia respectivamente e incluir la obra de expansión "Nueva S/E Seccionadora El Noviciado y Nueva Línea 2x220 kV El Noviciado – Lo Campino " propuesta por el Coordinador, considerando la variante de una nueva línea 2x220 kV hasta SE Nueva Lampa más el refuerzo de la línea Nueva Lampa – Lo Campino 2x220 kV.</p> <p>Mayores detalles en documento "2026-02-12_Observación Nva SE Noviciado + LTx 2x220 kV Noviciado - Cerro Navia.pdf" y otros antecedentes anexos que se acompañan en la carpeta "04_Nueva SE Noviciado + LT 2x220 kV Noviciado - Cerro Navia".</p> <p>De igual manera, mayores detalles en documento "2026-02-12_Observación Ampliación LTx 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia.pdf" y otros antecedentes anexos que se acompañan en la carpeta "03_Ampliación Línea 2x220 kV Polpaico - Cerro Navia".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-08	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"  ID Propuesta 28-20  Ampliación en S/E Quilicura (RTR ATMT)	<p>La propuesta presentada por el Coordinador, "Ampliación en S/E Quilicura RTR ATMT" fue rechazada por la Comisión argumentando que "Si bien los análisis de esta Comisión coinciden con el diagnóstico presentado sobre los elevados niveles de carga proyectados en las unidades de transformación de 12 kV, se identifican restricciones técnicas críticas para el despliegue de nuevos alimentadores de distribución, debido a las barreras físicas que constituyen las autopistas Vespucio Norte y Central. Las necesidades de abastecimiento podrán ser abordadas en el próximo proceso de expansión, evaluando alternativas que no se vean afectadas por las barreras territoriales detectadas", esbozando un nuevo punto de suministro en la zona.</p> <p>El análisis de alternativas basado en la construcción de una nueva subestación ATMT en 110/12 kV o 220/12 kV, ya sea mediante alimentación desde el sector Punta Verde o a través del seccionamiento de la línea 2x220 kV Nueva Lampa – Cerro Navia, presenta elevados costos de inversión, mayores distancias eléctricas, mayores plazos de ejecución y una compleja tramitación territorial, ambiental y social, especialmente debido a las restricciones impuestas por las autopistas Vespucio Norte y Autopista Central, así como por el proyecto ferroviario Santiago–Batuco.</p> <p>Adicionalmente, aún bajo el escenario más optimista de descarga hacia una nueva subestación, considerando el traspaso de los tres alimentadores de 12 kV presentes en el sector Norponiente de las autopistas mencionadas (Peralillo, Quilicura y Palmilla), equivalente a aproximadamente 24,5 MVA desde 2034, no se resuelven los problemas de seguridad en SE Quilicura 12 kV, verificándose bloques de potencia no suministrada del orden de 19,16 MVA ante contingencia del transformador de mayor capacidad el mismo año 2034.</p> <p>En un escenario más realista, considerando el traspaso de solo dos alimentadores (Peralillo y</p>	<p>Dada las barreras artificiales presentes en el sector abastecido por los alimentadores Peralillo, Quilicura y Palmilla en 12 kV, Autopista Vespucio Norte, Autopista Central y Proyecto Ferroviario Tren Santiago Batuco quienes dificultan la construcción de nuevos alimentadores para atender los crecimientos futuros, se comparte la necesidad y visión de un nuevo punto de suministro en la zona, sin embargo, y en base a todos los antecedentes presentados, su potencial ubicación no permitiría una descarga significativa de S/E Quilicura 12 kV, manteniéndose los problemas de suficiencia y seguridad.</p> <p>Por lo tanto, se solicita incorporar la obra "Ampliación en S/E Quilicura RTR ATMT" en el presente Plan de Expansión, brindando holgura para analizar una solución estructural para el abastecimiento de la demanda de los nuevos consumos del sector Norponiente entre la Autopista Vespucio Norte y Central.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a los antecedentes técnicos y económicos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar la obra "Ampliación en S/E Quilicura RTR ATMT" no resulta factible de ser acogida. Tal como reconoce la empresa en el título 4 de su anexo "2026-02-13_Observación Ampliación en SE Quilicura RTR ATMT.pdf", el despliegue de nueva infraestructura de distribución en media tensión (12 kV) desde la S/E Quilicura hacia el sector norponiente presenta barreras físicas infranqueables a costos eficientes (Autopista Vespucio Norte, Autopista Central y Proyecto Ferroviario). En consecuencia, un aumento de capacidad de transformación en dicha instalación resultaría en una inversión ineficiente, toda vez que la potencia adicional no podría ser evacuada adecuadamente hacia los centros de consumo. De conformidad al artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las obras de transmisión deben propender a un desarrollo eficiente y al mínimo costo sistémico, lo cual hace imperativo el desarrollo de un nuevo punto de suministro (nueva subestación) como solución estructural e integral de largo plazo, en lugar de rigidizar el sistema con ampliaciones limitadas por su entorno.</p> <p>Adicionalmente, respecto al eventual riesgo de suficiencia aludido por la empresa, esta Comisión ha procedido a reevaluar las proyecciones de demanda de la S/E Quilicura determinando el escenario de máxima demanda coincidente en la subestación, en base a los perfiles de demanda 2024. Los resultados de las simulaciones demuestran que, mediante una adecuada gestión de activos y la ejecución de un balance de carga operativo entre los transformadores AT/MT existentes, el umbral de saturación del 85% de la capacidad instalada se alcanza recién en el año 2036. Esta condición técnica otorga la holgura temporal suficiente para que en un próximo proceso de planificación se defina e incorpore la solución estructural óptima, sin poner en riesgo el abastecimiento en el corto y mediano plazo.</p> <p>Finalmente, respecto a la argumentación relativa al criterio de seguridad, ver respuesta a observación ID 000-5. Sin perjuicio de lo anterior, cabe precisar que la propuesta del Coordinador Eléctrico</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Quilicura), la descarga se reduce a aproximadamente 14,0 MVA desde 2034, reapareciendo problemas de holgura a partir del año 2037, tres años después de la puesta en servicio de la nueva subestación, y presentándose bloques de potencia no suministrada del orden de 29,72 MVA ante contingencia del transformador de mayor capacidad.</p> <p>En consecuencia, se concluye que la alternativa de un nuevo punto de suministro no constituye una solución estructural ni definitiva para resolver los problemas de suficiencia y seguridad de S/E Quilicura en el largo plazo, manteniéndose la necesidad de ejecutar la ampliación de la subestación como solución técnica prioritaria.</p> <p>En definitiva, con el objeto de resguardar condiciones adecuadas de suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda de SE Quilicura, y considerando las restricciones territoriales, operativas y económicas identificadas, se solicita incorporar la obra "Ampliación en S/E Quilicura RTR ATMT" en el presente Plan de Expansión, brindando holgura para analizar una solución estructural en el área de influencia analizada.</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2026-02-13_Observación Ampliación en SE Quilicura RTR ATMT.pdf", "Proyecciones de Dda SE Quilicura.xlsx" y otros antecedentes que se acompañan en la carpeta "05_Ampliación en SE Quilicura 12 kV (RTR ATMT)"</p>		<p>Nacional obedece exclusivamente a criterios de suficiencia para las unidades de transformación.</p> <p>Por lo anterior, la Comisión decide ejercer su prerrogativa de no incluir la obra en el presente proceso.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-09	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"  ID Propuesta 28-21  Tendido Segundo Circuito Tap San Pablo – ENEA 110 kV + Ampliación de Línea 1x110 kV	El proyecto fue presentado por el Coordinador considerando que al año 2031 existe un incumplimiento del criterio de suficiencia en el tramo “San Pablo – Enea 1x110 kV”, al alcanzar un 90% de cargabilidad. Ante esto, la CNE rechaza el proyecto argumentando que: “... 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 las SS/EE Enea, Lo Prado y Curacaví. Sin embargo, los resultados de los análisis de suficiencia realizados de acuerdo a lo descrito en los puntos 7.4.3 y 7.4.4 del presente informe, muestran que el proyecto no cumple con los criterios necesarios para ser incorporado en el presente informe técnico del plan de expansión, de conformidad con lo establecido en el Artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el Artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019). En particular, las simulaciones realizadas muestran que la cargabilidad de la línea San Pablo - ENEA 1x110 kV no supera el 85%, considerando la demanda proyectada a enero del año 2034.” De acuerdo con nueva información proporcionada por el desarrollador del Proyecto Datacenter Equinix, mediante carta formal 'Carta 001-2026 Actualización Tren de Toma de Carga DC Equinix', con fecha 10 de febrero de 2026, se ha actualizado la proyección de demanda del Datacenter ST5, proyectándose un consumo de 32 MW al año 2034 (“2026-02-11_Tendido C2 T. San Pablo - ENEA + Ampliación C1”, en adelante “Anexo”, Tabla 1). Asimismo, se replicaron los análisis en el escenario de operación 'Estudios eléctricos\Zonal D\ Ref. San Pablo - Enea\ Dmax SPablo-Enea 2034-01', considerando la nueva información indicada por Equinix, con lo cual, los flujos de potencia en condición normal mostraron una cargabilidad del 96,4% en el circuito Tap San Pablo – ENEA 1x110 kV, evidenciando el	Se solicita modificar los valores de los consumos asociados a SE ENEA, actualizando el Tren de Toma de Carga de DC Equinix "Datacenter ST5", respecto a lo informado en la tramitación de la Obra Urgente, según carta formal “Carta 001-2026 Actualización Tren de Toma de Carga DC Equinix”. Además, incorporar en la modelación de los consumos la información entregada por "Parque ENEA ciudad Aeropuerto", respecto a los requerimientos de consumos asociados terrenos vendidos en los dos últimos años, según carta formal "2026-02-12 Carta dirigida a SAESA" y documento formal “Demanda de Potencia ENEA 2026-2040”  Se solicita incluir en el Informe Técnico Final la propuesta de Expansión Tendido Segundo Circuito Tap San Pablo – ENEA 110 kV + Ampliación de Línea 1x110 kV. El refuerzo de la línea San Pablo – ENEA 1x110 kV debe corresponder a la instalación de un nuevo conductor de alta temperatura con capacidad de 300 MVA por circuito, 35°C con sol y el tendido de un segundo circuito de la misma capacidad, con lo cual, para una condición de operación N-1, el nivel de cargabilidad del circuito operativo sería de 30,9% al año 2034 (Anexo, Figura 3).	No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de incorporar la obra «Tendido Segundo Circuito Tap San Pablo – ENEA 110 kV + Ampliación de Línea 1x110 kV», fundamentada en la actualización de proyección de demanda del Datacenter Equinix mediante comunicación de fecha 10 de febrero de 2026, cabe señalar que la presentación de dichos antecedentes en esta instancia resulta extemporánea. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 82° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la Comisión utiliza para sus análisis la información disponible al inicio del proceso y sus actualizaciones consolidadas durante el desarrollo del mismo. Al respecto, la etapa procesal regulada en el artículo 111° del citado Reglamento tiene por objeto exclusivo formular reparos sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para inyectar nuevos supuestos base de demanda generados de manera sobreviniente a la publicación de dicho informe. En consecuencia, atendiendo a los escenarios de demanda válidamente establecidos para el presente proceso, esta Comisión ratifica que las simulaciones de cargabilidad de la línea Tap San Pablo - ENEA 1x110 kV no superan el umbral del 85% para el periodo de estudio. Por consiguiente, al no verificarse la pérdida del criterio de suficiencia exigido en el artículo 88°, letra a), del aludido Reglamento, no resulta procedente su inclusión bajo el mandato imperativo de eficiencia dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Sin perjuicio de lo anterior, los nuevos antecedentes aportados respecto del crecimiento de carga en el sector serán incorporados y analizados detalladamente en futuros procesos de planificación de la transmisión, a fin de evaluar oportunamente las alternativas estructurales requeridas para la zona.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>incumplimiento del criterio de holgura (Anexo, Figura 1).</p> <p>Por otra, de acuerdo con información entregada por Parque ENEA Ciudad Aeropuerto, mediante carta formal "2026-02-12 Carta dirigida a SAESA" y documento "Demanda de Potencia ENEA 2026-2040", ambos con fecha 12 de febrero de 2026, se proyecta una demanda de 19,1 MW para el año 2034 (Anexo, Tabla 2), asociada netamente a los requerimientos de consumo de los terrenos vendidos en los últimos dos años (Información compartida como confidencial a solicitud de Parque ENEA Ciudad Aeripuerto), posterior a la presentación y aprobación de la Obra Urgente SE Seccionadora ENEA. El punto óptimo de conexión de estos nuevos consumos corresponde a SE ENEA, mediante una nueva bajada 110/23 kV, de acuerdo con lo indicado por ENEA Ciudad Aeropuerto en la mencionada carta. En virtud de lo anterior, se replicaron los análisis en el escenario de operación 'Estudios eléctricos\Zonal D\ Ref. San Pablo - Enea\ Dmax SPablo-Enea 2034-01', integrando la nueva demanda proyectada para el DC Equinix y el Parque ENEA, con lo cual, los flujos de potencia en condición normal alcanzaron una cargabilidad del 123,8% en el circuito Tap San Pablo – ENEA 1x110 kV, evidenciando el incumplimiento del criterio de suficiencia (Anexo, Figura 2).</p> <p>Mayores antecedentes en documento "2026-02-13_Tendido C2 T. San Pablo - ENEA + Ampliación C1.pdf" y otros antecedentes que se acompañan en la carpeta "06_Aumento de Capacidad Tap San Pablo - ENEA 110 kV + Tendido 2° Circuito"</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-10	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"  ID Propuesta 28-22  Ampliación Línea 2x110 kV Tap Lo Valledor - Lo Valledor	<p>El proyecto fue presentado por el Coordinador con el objetivo de mantener el Criterio N-1, considerando que al año 2030 existe incumplimiento del criterio de seguridad. Ante esto, la CNE rechaza el proyecto, argumentando que:</p> <p>“... En consecuencia, considerando que no se detectan problemas de suficiencia, y atendiendo la revisión normativa en curso, así como la necesidad de contar con un marco normativo plenamente definido para la incorporación de obras de expansión en los sistemas de transmisión zonal por criterio de Seguridad y Calidad de Servicio, resulta oportuno postergar su eventual incorporación para instancias futuras.”</p> <p>Sin embargo, conforme a los análisis realizados por STM a partir de la Base de Datos “BD CNE Expansión 2025 ITP 2026_01_27.pdf”, con foco en el año 2032 y de acuerdo con el Escenario de Operación de “Estudios eléctricos\Zonal D\S/E Isabel Riquelme\Dmax Chena 220-110 2032”, los análisis de flujos de potencia muestran que para una condición de operación normal, se obtiene una cargabilidad de 85,4% (“2026-02-12_Observación Ampliación LTx T. Lo Valledor - Lo Valledor” en adelante “Anexo”, Figura 1) en el circuito Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110kV L1, donde se puede apreciar el incumplimiento del criterio de holgura.</p> <p>Por otra parte, en virtud de la revisión de los anexos de límites térmicos para los circuitos “TAP LO VALLEDOR - LO VALLEDOR 110KV C1” (ID 856) y “TAP LO VALLEDOR - LO VALLEDOR 110KV C1” (ID 1021), actualizados en Infotecnia el 30 de enero de 2025, se establece que la línea Tap Valledor – Lo Valledor 110 kV posee una capacidad de 76 MVA por circuito a una temperatura ambiente de 35 °C con sol. Por lo tanto, repitiendo los análisis de flujo de potencia realizados, considerando la corrección en la información técnica, se obtiene una cargabilidad de 86,7% (Anexo, Figura 2) en el circuito Tap Lo Valledor - Lo Valledor 110kV L1, acrecentándose el incumplimiento del criterio de</p>	<p>Se solicita incluir en el Informe Técnico Final la propuesta de Expansión Ampliación Línea 2x110 kV Tap Lo Valledor - Lo Valledor por su aporte a las problemáticas de suficiencia y seguridad en el abastecimiento de la demanda de SE Lo Valledor.</p>	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5.</p> <p>En adición a lo anterior, en relación con la presunta vulneración del criterio de suficiencia en condición normal (N), los análisis sistémicos realizados por esta Comisión ratifican que los flujos proyectados no justifican una intervención estructural. Si bien en la observación se proyecta una concentración de carga sobre un circuito específico que superaría el umbral de holgura al año 2032, dicha condición es operativamente mitigable mediante el balanceo y la redistribución de carga entre los circuitos y unidades de transformación que abastecen la S/E Lo Valledor 110 kV. Así, al existir factibilidad técnica y topológica para equilibrar los flujos mediante gestión operativa, forzar una inversión anticipada en el segmento zonal (cambio de conductor) para resolver una condición administrable, contraviene de forma directa el mandato rector de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la LGSE. Finalmente, respecto al recálculo de la cargabilidad fundamentado en modificaciones de los límites térmicos en la plataforma Infotécnica con fecha 30 de enero de 2025, cabe señalar que los estudios técnicos de planificación se realizan sobre la base de datos oficial y consolidada al momento del cierre de la etapa respectiva. La incorporación de modificaciones y actualizaciones extemporáneas de parámetros técnicos vulnera la estabilidad del modelo y haría impracticable el cierre del proceso.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>holgura en el circuito.</p> <p>Finalmente, al simular en un escenario de operación N-1, ante la falla de uno de los circuitos del corredor Chena – Cerro Navia 2x110 kV, la cargabilidad del circuito operativo Tap Valledor – Lo Valledor alcanza una cargabilidad de 126,5% (Anexo, Figura 3), incumpliendo el criterio de seguridad.</p> <p>En consecuencia, se solicita incluir la propuesta Ampliación Línea 2x110 kV Tap Lo Valledor – Lo Valledor, cuyos alcances corresponden a la instalación de un nuevo conductor de alta temperatura con capacidad de 200 MVA por circuito, 35°C con sol, con lo cual, al año 2032, para una condición de operación normal, el nivel de cargabilidad se reduciría a un 33,1% (Anexo, Figura 4) y para la condición de operación N-1, a un 48,3% (Anexo, Figura 5).</p> <p>Mayores antecedentes en documento anexo "2026-02-12_Observación Ampliación LTx T. Lo Valledor - Lo Valledor".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-11	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Propuesta analizada pero no incorporada al proceso de Expansión de la Transmisión 2025	"Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025.pdf"  ID Propuesta 28-23  Ampliación Línea 2x110 kV Tap Los Dominicos - Los Dominicos	<p>El proyecto fue presentado por el Coordinador con el objetivo de mantener el Criterio N-1, considerando que al año 2030 existe incumplimiento del criterio de seguridad. Ante esto, la CNE rechaza el proyecto, argumentando que:</p> <p>"El proyecto fue presentado con motivo de su eventual aporte a la seguridad del Sistema de Transmisión Zonal (STZ). Tras el análisis realizado por esta Comisión y, en virtud de que no se observan problemas de suficiencia asociados a esta propuesta, se ha estimado pertinente postergar su eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión..."</p> <p>Sin embargo, conforme a los análisis realizados por STM a partir de la Base de Datos "BD CNE Expansión 2025 ITP 2026_01_27.pdf", con foco en el año 2032 y de acuerdo con el Escenario de Operación de "Estudios eléctricos\Zonal D\S/E Isabel Riquelme\Dmax Chena 220-110 2032", los flujos de potencia muestran que para una condición N-1 en uno de los circuitos del corredor El Salto – Los Almendros 2x110 kV, se obtiene una cargabilidad de 123,2% en el circuito Tap Los Dominicos – Los Dominicos 110kV C1, incumpliendo el criterio de seguridad ("2026-03-13_Observación Ampliación LTx T. Dominicos - Dominicos", en adelante "Anexo", Figura 1) .</p> <p>Cabe destacar que, en virtud de los anexos de límites térmicos de los circuitos "TAP LOS DOMINICOS - LOS DOMINICOS 110KV C1" (ID 811) y "TAP LOS DOMINICOS - LOS DOMINICOS 110KV C2" (ID 959), actualizados en Infotecnia el 30 de enero de 2025, se establece que la línea Tap Los Dominicos – Los Dominicos 110 kV posee una capacidad de 76 MVA por circuito a una temperatura ambiente de 35 °C con sol. Repitiendo los análisis de flujo de potencia realizados, considerando la modificación en información técnica, se obtiene una cargabilidad de 125,7% (Anexo, Figura 2) en el circuito Tap Los Dominicos – Los Dominicos 110kV C2,</p>	Se solicita incluir en el Informe Técnico Final la propuesta de Expansión Ampliación Línea 2x110 kV Tap Los Dominicos - Los Dominicos por su aporte a las problemáticas de seguridad en el abastecimiento de la demanda de SE Los Dominicos.	No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>acrecentándose el incumplimiento del criterio de seguridad en el circuito.</p> <p>Por lo anterior, se propone reforzar la línea Tap Los Dominicos – Los Dominicos 2x110 kV mediante la instalación de un nuevo conductor de alta temperatura con capacidad de 150 MVA por circuito, 35°C con sol, con lo cual, para una condición de operación N-1, el nivel de cargabilidad se reduciría a un 63,9% (Anexo, Figura 3) al año 2032.</p> <p>Mayores antecedentes en documento anexo "2026-02-13_Observación Ampliación LTx T. Los Dominicos - Los Dominicos" y otros antecedentes que se acompañan en la carpeta "08_Aumento de Capacidad Tap Los Dominicos - Los Dominicos 2x110 kV".</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-12	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	"Propuestas-desechadas-2025.pdf"  ID Propuesta 10 - 1  Ampliación S/E Los Dominicos - RTR ATMT 25 MVA x 50 MVA	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1010/2025 fue incompleta.... En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la propuesta se presentó con los mismos antecedentes de los últimos procesos de planificación, donde este tipo de iniciativas, ampliaciones ATMT en subestaciones ATMT existentes, no fueron desechadas del proceso por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia y Base de Datos DigSilent, que se consideran excesivos para el impacto de este tipo de proyectos. Sin embargo, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de holgura, suficiencia y seguridad en SE Los Dominicos que abastece una alta densidad y cantidad de clientes, es más, del documento anexo "Análisis radial ITP 2025", puesto a disposición por la Comisión, se proyectan niveles de carga de un 97,3% y 110% al año 2032 para los transformadores N°2 y N°3, incumpliendo el criterio de holgura y suficiencia respectivamente, de hecho, a nivel subestación, se proyecta un nivel de cargabilidad medio de un 103%, evidenciando los problemas de suficiencia en SE Los Dominicos. Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática detectada en su propio ejercicio de análisis de demanda.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de ingeniería, medio ambiente y levantamiento de actores, que</p>	Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Ampliación S/E Los Dominicos - RTR ATMT 25 MVA x 50 MVA" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de suficiencia en la subestación, identificados en los propios análisis desarrollado por esta Comisión.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-1 (Ampliación S/E Los Dominicos - RTR ATMT 25 MVA x 50 MVA), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DigSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento directo del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento relativo a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y bases de datos DigSILENT para proyectos de ampliación AT/MT, calificando dicha exigencia de «excesiva», cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>respaldan la factibilidad, técnica, ambiental y social en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.</p>		<p>estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando oportuno evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-13	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	<p>"Propuestas-desechadas-2025.pdf"</p> <p>ID Propuesta 10 - 3</p> <p>Aumento Capacidad Tramo El Salto - Tap La Dehesa 2x110 kV</p>	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta.... Adicionalmente, la base de datos entregada por el proponente corresponde a un archivo único y consolidado para todos los proyectos propuestos y no permite reproducir ni verificar de manera clara y trazable los resultados de cada iniciativa.....En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la Base de Datos comentada por la Comisión si fue compartida, tanto en la presentación inicial de la propuesta como en la respuesta al Oficio N°1010, con su respectivo instructivo que permitía replicar los resultados obtenidos. En Audiencia Lobby N° 2083178, la comisión manifiesta que no se presentaron los análisis para demanda mínima, sin embargo, este tipo de iniciativas, refuerzo de línea de transmisión existentes en sistema zonales, no fueron desechadas de procesos anteriores por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia en Demanda Mínima. Es más, la Ley General de Servicios Eléctrico, define a los Sistemas de Transmisión Zonal como instalaciones "dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres, medios de generación o sistemas de almacenamiento conectados directamente, a través de redes de distribución o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.", por lo tanto, deben ser analizados bajo la peor condición para este fin y el escenario de demanda mínima no corresponde. En resumen, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de holgura, suficiencia y seguridad en el corredor El Salto - Los Almendros</p>	<p>Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Aumento Capacidad Tramo El Salto - Tap La Dehesa 2x110 kV" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de suficiencia en el Tramo El Salto - Tap La Dehesa 2x110 kV, identificados en los propios análisis desarrollado por esta Comisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-3 (Aumento Capacidad Tramo El Salto - Tap La Dehesa 2x110 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó el Estudio de Flujo de Potencia (EFP) ni la base de datos trazables en formato PowerFactory DlgSILENT que permitiera reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento directo del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento de la empresa respecto a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) para este tipo de proyectos, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>2x110 kV que abastece una alta densidad y cantidad de clientes, es más, del documento anexo "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", puesto a disposición por la Comisión, se proyectan niveles de carga sobre el 100% en el Tramo El Salto - Tap La Dehesa 2x110 kV ante condición de contingencias, incumpliendo el criterio de suficiencia.</p> <p>Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática detectada en su propio ejercicio de análisis de demanda.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de ingeniería, medio ambiente y levantamiento de actores, que respaldan la factibilidad, técnica, ambiental y social en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.</p>		<p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para reincorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-14	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	"Propuestas-desechadas-2025.pdf"  ID Propuesta 10 - 6  Aumento Capacidad Tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV	De acuerdo con lo establecido en el literal d) del Artículo 78 de Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, ".. Para efectuar la Planificación de la Transmisión, la Comisión deberá considerar: ...b) Proyección de demanda de clientes libres:....., la información contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del Proceso de Planificación....., d) Plan de obras de generación, almacenamiento y transmisión: se conformará por las obras de generación, Sistemas de Almacenamiento de Energía y de transmisión que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-17 de la Ley...." Por otra parte, de acuerdo con lo indicado en punto 7.3.3.2 "Proyectos de Generación y Transmisión en Construcción" del Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión Anual de la Transmisión Año 2025, en adelante ITP, "Se consideró como antecedente, para el presente plan de expansión, aquellas instalaciones de generación y transmisión declaradas en construcción en la Resolución Exenta N° 289 de la Comisión, de 30 de mayo de 2025, las que se singularizan en la misma resolución." Sin embargo, de acuerdo con la revisión de la Base de Datos DigSilent disponibilizada por esta Comisión en los anexos del ITP, "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27.pfd", no se encuentran modeladas las obras de transmisión del entorno de SE Chena como "Odata San Bernardo ST02" y "Línea 2X23 KV S/E Padre Hurtado – DC Padre Hurtado" cuyas potencias corresponden a 60 MW y 20 MW respectivamente, declarados en construcción en la respectiva resolución de diciembre 2024 ("Tablas-Declaracion-Construccion-Diciembre-2024_v0-scc") y mayo 2025 indicada anteriormente, los cuales corresponde a proyectos Datacenters, alineados al Plan Nacional de Datacenters, presentado por el Ministerio de Ciencia, Conocimiento e Innovación el 5 de diciembre de	Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión ID Propuesta 10 - 6 "Aumento Capacidad Tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV " e incluirla como Obra de Expansión, por su aporte a las problemáticas de seguridad en el abastecimiento de la demanda del el sector. Se propone reforzar la línea Chena – Lo Espejo 2x110 kV, mediante el remplazo por conductores de alta temperatura con capacidad de 409 MVA por circuito (3 conductores por fase), 35°C con sol, con lo cual, para una condición de operación N-1, el nivel de cargabilidad se reduciría a un 61,5% (Anexo, Tabla 12) al año 2031.	No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-6 (Aumento Capacidad Tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento directo del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>2024.</p> <p>Cabe destacar que, adicionalmente a la declaración en construcción del proyecto "Odata San Bernardo ST02", Lo Espejo Data Center SpA, presentó ante el Coordinador como proyecto fehaciente la ampliación de su proyecto datacenter en 48 MW, totalizando una potencia final de 108 MW. Dicho proyecto fue autorizado por el Coordinador mediante Informe de Autorización de Conexión de Proyecto Fehaciente el 8 de enero de 2026 ("2601-DAA-IACPF-PR6234-V1.pdf").</p> <p>La no modelación de estos consumos, un incorrecto y tardío diagnóstico de su impacto en el sistema eléctrico atenta contra el éxito del Plan Nacional Datacenter al no convertir al segmento de transmisión como habilitante para su implementación.</p> <p>Por otra parte, mediante Carta N° ODCH-ST02-001-2026 ("ODCH-ST02-001-2026.pdf"), de fecha 9 de febrero de 2026, Lo Espejo Data Center SpA actualiza las proyecciones de demanda informadas en el marco de Informe de Previsión de Demanda 2044-2044 para el Proyecto Odata San Bernardo en su globalidad, alcanzando una demanda final de 108 MW.</p> <p>Al modelar los consumos indicados, de acuerdo con el diagnóstico realizado por STM, en un escenario de Demanda máxima, verano día a 35°C con Sol, hidrología seca, alta generación renovable, central ciclo combinado Renca despachada, ante una contingencia N-1 en uno de los circuitos del corredor Chena - Ochagavía - Buin 2x110 kV, se presentan niveles de sobrecarga de un 120,3% en el tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV (documento "2026-02-11_Aumento Capacidad Tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV", en adelante "Anexo", Tabla 9).</p> <p>Mayores antecedentes en documento anexo "2026-02-13_Aumento Capacidad Tramo Chena - Lo Espejo 2x110 kV" y otros antecedentes que se acompañan en la carpeta "09_Aumento de Capacidad Chena - Lo Espejo 2x110 kV".</p>		<p>en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-15	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	"Propuestas-desechadas-2025.pdf"  ID Propuesta 10 - 8  Ampliación S/E Lo Valledor - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1010/2025 fue incompleta.... En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la propuesta se presentó con los mismos antecedentes de los últimos procesos de planificación, donde este tipo de iniciativas, ampliaciones ATMT en subestaciones ATMT existentes, no fueron desechadas del proceso por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia y Base de Datos DigSilent, que se consideran excesivos para el impacto de este tipo de proyectos. Sin embargo, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de seguridad en SE Lo Valledor que abastece una alta densidad y cantidad de clientes, es más, del documento anexo "Análisis radial ITP 2025", puesto a disposición por la Comisión, se proyectan niveles de carga de un 136% ante la falla de uno de los equipos de transformación de 50 MVA, incumpliendo el criterio suficiencia y generando bloques de potencia no suministrada de cerca de 27 MVA.</p> <p>Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática detectada en su propio ejercicio de análisis de demanda.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de ingeniería, que respaldan la factibilidad técnica en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad</p>	Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Ampliación S/E Lo Valledor - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de seguridad en la subestación, identificados en los propios análisis desarrollado por esta Comisión.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-8 (Ampliación S/E Lo Valledor - NTR ATMT 110-12 kV 50 MVA), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DigSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento relativo a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y bases de datos DigSILENT para proyectos de ampliación AT/MT, calificando dicha exigencia de «excesiva», cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.</p>		<p>formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando oportuno evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-16	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	"Propuestas-desechadas-2025.pdf"  ID Propuesta 10 - 9  Ampliación S/E Quilicura - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1010/2025 fue incompleta.... En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la propuesta se presentó con los mismos antecedentes de los últimos procesos de planificación, donde este tipo de iniciativas, ampliaciones ATMT en subestaciones ATMT existentes, no fueron desechadas del proceso por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia y Base de Datos DigSilent, que se consideran excesivos para el impacto de este tipo de proyectos. Sin embargo, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de seguridad en SE Quilicura 23 kV que abastece una alta densidad y cantidad de clientes, es más, del documento anexo "Análisis radial ITP 2025", puesto a disposición por la Comisión, en caso de fallas del único equipo 110/23 kV de la subestación se bloques de potencia no suministrada de cercanos a 35 MVA.</p> <p>Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática detectada en su propio ejercicio de análisis de demanda.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de ingeniería, que respaldan la factibilidad técnica en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento</p>	<p>Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Ampliación S/E Quilicura - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de seguridad en la subestación, identificados en los propios análisis desarrollado por esta Comisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-9 (Ampliación S/E Quilicura - NTR ATMT 110-23 kV 50 MVA), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni sus respectivas bases de datos en formato PowerFactory DigSILENT. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento de la empresa respecto a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) y bases de datos DigSILENT para proyectos de ampliación AT/MT, calificando dicha exigencia de «excesiva», cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.</p>		<p>formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando oportuno evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-17	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	"Propuestas-desechadas-2025.pdf" ID Propuesta 10 - 16 Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta.... Adicionalmente, la base de datos entregada por el proponente corresponde a un archivo único y consolidado para todos los proyectos propuestos y no permite reproducir ni verificar de manera clara y trazable los resultados de cada iniciativa.....En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la Base de Datos comentada por la Comisión si fue compartida, tanto en la presentación inicial de la propuesta como en la respuesta al Oficio N°1010, con su respectivo instructivo que permitía replicar los resultados obtenidos. En Audiencia Lobby N° 2083178, la comisión manifiesta que no se presentaron los análisis para demanda mínima, sin embargo, este tipo de iniciativas, nueva línea de transmisión en sistemas zonales, no fueron desechadas de procesos anteriores por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia en Demanda Mínima. Es más, la Ley General de Servicios Eléctrico, define a los Sistemas de Transmisión Zonal como instalaciones "dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres, medios de generación o sistemas de almacenamiento conectados directamente, a través de redes de distribución o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.", por lo tanto, deben ser analizados bajo la peor condición para este fin y el escenario de demanda mínima no corresponde. En resumen, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de holgura, suficiencia y seguridad ante fallas en la línea San Bernardo -</p>	Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de suficiencia y seguridad en la línea San Bernardo - Malloco 1x110 kV.	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-16 (Nueva LTx El Lazo - Malloco 1x110 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025 (erróneamente citado en la observación como 1011/2025), formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento relativo a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) para este tipo de proyectos, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Malloco 1x110 kV que abastece una alta densidad y cantidad de clientes. dado que el Proyecto Nueva SE EL Lazo, no representa una solución definitiva a los problemas de suficiencia y seguridad en la zona. Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de ingeniería, medio ambiente y levantamiento de actores, que respaldan la factibilidad, técnica, ambiental y social en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.</p>		<p>estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
004-18	Sociedad Transmisora Metropolitana II S.A	Obra de Expansión Desechada	<p>"Propuestas-desechadas-2025.pdf"</p> <p>ID Propuesta 10 - 17</p> <p>Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV</p>	<p>La Comisión justifica desechar este proyecto argumentando que "La respuesta de la empresa al Oficio CNE N°1011/2025 fue incompleta.... Adicionalmente, la base de datos entregada por el proponente corresponde a un archivo único y consolidado para todos los proyectos propuestos y no permite reproducir ni verificar de manera clara y trazable los resultados de cada iniciativa.....En consecuencia, la ausencia o insuficiencia del EFP y de sus bases de datos configura una omisión de antecedentes esenciales exigidos conforme a la "Descripción Mínima de Propuestas" y al literal f) del artículo 108 del Reglamento de Planificación de la Transmisión..."</p> <p>Sin embargo, la Base de Datos comentada por la Comisión si fue compartida, tanto en la presentación inicial de la propuesta como en la respuesta al Oficio N°1010, con su respectivo instructivo que permitía replicar los resultados obtenidos. En Audiencia Lobby N° 2083178, la comisión manifiesta que no se presentaron los análisis para demanda mínima, sin embargo, este tipo de iniciativas, nueva línea de transmisión en sistemas zonales, no fueron desechadas de procesos anteriores por la no presentación de los Estudios de Flujo de Potencia en Demanda Mínima. Es más, la Ley General de Servicios Eléctrico, define a los Sistemas de Transmisión Zonal como instalaciones "dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres, medios de generación o sistemas de almacenamiento conectados directamente, a través de redes de distribución o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.", por lo tanto, deben ser analizados bajo la peor condición para este fin. En resumen, el proyecto fue presentado por su aporte a los problemas de holgura, suficiencia y seguridad en el corredor Chena - Cerro Navia 2x110 kV que abastece una alta densidad y cantidad de</p>	<p>Se solicita declarar admisible la propuesta de expansión "Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV" e incluirla como Obra de Expansión dado los problemas de suficiencia en el Tramo Tap Santa Marta - Tap Bicentenario 2x110 kV, identificados en los propios análisis desarrollado por esta Comisión.</p>	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Sociedad Transmisora Metropolitana S.A. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 10-17 (Nueva LTx El Lazo - Padre Hurtado 1x110 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, en respuesta al Oficio CNE N° 1010/2025 (erróneamente citado en la observación como 1011/2025), formulado con el objeto de permitir a la empresa promotora subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación técnico-económica del proyecto, el proponente no aportó los Estudios de Flujo de Potencia (EFP) ni las bases de datos trazables en formato PowerFactory DigSILENT que permitieran reproducir los resultados de cada obra. Dicha omisión configura un incumplimiento del literal f) del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-económica.</p> <p>Por su parte, en relación con el argumento relativo a que en procesos de planificación anteriores no se habría exigido la presentación de Estudios de Flujo de Potencia (EFP) para este tipo de proyectos, cabe señalar que, conforme avanza la planificación de la transmisión, se van mejorando y precisando progresivamente las metodologías mediante las cuales se realizan los análisis y evaluaciones en cada proceso, siempre en el marco de lo establecido en el Reglamento. En este contexto la suficiencia técnica de los antecedentes correspondientes al proceso 2025 fueron evaluados bajo los criterios exigidos para este plan en particular, incluyendo el requerimiento expreso e ineludible del Oficio CNE N° 1010/2025. Invocar supuestas prácticas correspondientes a procesos pasados resulta jurídicamente improcedente y no subsana en modo alguno el hecho de que el proyecto no cumple con los criterios de evaluación aplicados en el presente plan. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>clientes, es más, del documento anexo "BD CNE Expansion 2025 ITP 2026_01_27", puesto a disposición por la Comisión, se proyectan niveles de carga sobre el 100% en el Tramo Tap Santa Marta - Tap Bicentenario 2x110 kV ante condición de contingencias, incumpliendo el criterio de suficiencia. Por lo tanto, se solicita a esta Comisión, analizar una obra de expansión que de solución a dicha problemática detectada en su propio ejercicio de análisis de demanda.</p> <p>Cabe destacar además, que, como proponente y en las distintas instancias del proceso, presentación de iniciativas (abril 2025), información complementaria enviada voluntariamente por STM (agosto 2025) y respuesta al Oficio Ordinario N°1010 (noviembre 2025), se presentaron todos los análisis de medio ambiente y levantamiento de actores, que respaldan la factibilidad ambiental y social en la ejecución de la obra propuesta.</p> <p>La inversión asociada estos análisis de factibilidad demuestran la seriedad y compromiso de STM con los requerimientos establecidos en el reglamento respecto a la factibilidad de las propuestas presentadas, no siendo estas, simples propuestas conceptuales.s.</p>		<p>estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
006-1	AES Andes S.A.	Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025	Propuestas ID 09-3, 21-10 y 28-42.	<p>Como justificación para la no incorporación de proyectos de expansión de la transmisión en la zona de S/E Jadresic, la CNE señala que "requiere contar con supuestos suficientemente consolidados en materia de costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos", señalando luego que "se ha resuelto postergar el análisis integral de la zona de Jadresic para el Proceso de Expansión 2026, instancia en la que será posible desarrollar una evaluación comparada y sistémica, en línea con los criterios y estándares señalados por el Panel de Expertos en el proceso de discrepancias relativo al Plan de Expansión 2024".</p> <p>Según se observa, la CNE ha decidido "postergar el análisis" para el Proceso de Expansión 2026, sin señalar cuáles serán las nuevas fuentes de información que le permitirán consolidar los supuestos en relación a costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos.</p> <p>El fundamento que da la CNE para la referida decisión en relación a los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en esta zona, ponen en duda la certeza de la información respecto de los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en todo el resto del CEN, lo cual resulta preocupante. Por su parte, los análisis que permitan dar respuesta a las dudas que presenta la CNE respecto a los efectos sistémicos de los proyectos en la zona, es precisamente lo que se requiere de la CNE en el cumplimiento de su rol de planificador de la expansión de los Sistemas de Transmisión. Por último, el artículo 85 del DS 37 establece que la Comisión deberá aplicar la metodología establecida en los incisos siguientes considerando la información que también establece el artículo, sin que sea facultativo para la Comisión realizar los análisis que corresponden en el proceso de expansión respectivo.</p>	Se solicita que la CNE desarrolle los análisis de Expansión de la Transmisión de la zona de S/E Jadresic.	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
006-2	AES Andes S.A.	8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS	8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	<p>Como justificación para la no incorporación de proyectos de expansión de la transmisión en la zona de S/E Jadresic, la CNE señala que "requiere contar con supuestos suficientemente consolidados en materia de costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos", señalando luego que "se ha resuelto postergar el análisis integral de la zona de Jadresic para el Proceso de Expansión 2026, instancia en la que será posible desarrollar una evaluación comparada y sistémica, en línea con los criterios y estándares señalados por el Panel de Expertos en el proceso de discrepancias relativo al Plan de Expansión 2024."</p> <p>Según se observa, la CNE ha decidido "postergar el análisis" para el Proceso de Expansión 2026, sin señalar cuáles serán las nuevas fuentes de información que le permitirán consolidar los supuestos en relación a costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos.</p> <p>El fundamento que da la CNE para la referida decisión en relación a los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en esta zona, ponen en duda la certeza de la información respecto de los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en todo el resto del CEN, lo cual resulta preocupante. Por su parte, los análisis que permitan dar respuesta a las dudas que presenta la CNE respecto a los efectos sistémicos de los proyectos en la zona, es precisamente lo que se requiere de la CNE en el cumplimiento de su rol de planificador de la expansión de los Sistemas de Transmisión. Por último, el artículo 85 del DS 37 establece que la Comisión deberá aplicar la metodología establecida en los incisos siguientes considerando la información que también establece el artículo, sin que sea facultativo para la Comisión realizar los análisis que corresponden en el proceso de expansión respectivo.</p> <p>De acuerdo a lo anterior, como resultado de los análisis de la zona de S/E Jadresic, se solicita la incorporación de la obra "Subida 220kV a 500kV</p>	<p>Como resultado de los análisis de la zona de S/E Jadresic, se solicita a la CNE la incorporación de la obra "Subida 220kV a 500kV tramo Monte Mina - Jadresic"</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				tramo Monte Mina - Jadresic" presentado en el proceso de proyectos de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2025.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
006-3	AES Andes S.A.	8 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS Y RESULTADOS	8.1 PROYECTOS DE EXPANSIÓN NACIONAL POR EFICIENCIA OPERACIONAL	<p>Como justificación para la no incorporación de proyectos de expansión de la transmisión en la zona de S/E Jadresic, la CNE señala que "requiere contar con supuestos suficientemente consolidados en materia de costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos", señalando luego que "se ha resuelto postergar el análisis integral de la zona de Jadresic para el Proceso de Expansión 2026, instancia en la que será posible desarrollar una evaluación comparada y sistémica, en línea con los criterios y estándares señalados por el Panel de Expertos en el proceso de discrepancias relativo al Plan de Expansión 2024."</p> <p>Según se observa, la CNE ha decidido "postergar el análisis" para el Proceso de Expansión 2026, sin señalar cuáles serán las nuevas fuentes de información que le permitirán consolidar los supuestos en relación a costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos.</p> <p>El fundamento que da la CNE para la referida decisión en relación a los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en esta zona, ponen en duda la certeza de la información respecto de los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en todo el resto del CEN, lo cual resulta preocupante. Por su parte, los análisis que permitan dar respuesta a las dudas que presenta la CNE respecto a los efectos sistémicos de los proyectos en la zona, es precisamente lo que se requiere de la CNE en el cumplimiento de su rol de planificador de la expansión de los Sistemas de Transmisión. Por último, el artículo 85 del DS 37 establece que la Comisión deberá aplicar la metodología establecida en los incisos siguientes considerando la información que también establece el artículo, sin que sea facultativo para la Comisión realizar los análisis que corresponden en el proceso de expansión respectivo.</p> <p>De acuerdo a lo anterior se solicita la incorporación de la obra "Ampliación en la S/E Jadresic (NTR ATAT)",</p>	<p>Como resultado de los análisis de la zona de S/E Jadresic, se solicita a la CNE la incorporación de la obra "Ampliación en la S/E Jadresic (NTR ATAT)", consiste en el 4° ATR 220/500 kV</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5. Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "Ampliación en la S/E Jadresic (NTR ATAT)" no fue propuesta para este período. Al respecto, el artículo 111° del citado Reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>consistene en el 4° ATR 220/500 kV, analizado en el marco del Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024 y tambien presentado en el proceso de proyectos de promotores en el Proceso de Planificación de la Transmisión año 2025.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
006-4	AES Andes S.A.	Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITP 2025	Propuesta ID 28-42.	<p>Como justificación para la no incorporación de proyectos de expansión de la transmisión en la zona de S/E Jadresic, la CNE señala que "requiere contar con supuestos suficientemente consolidados en materia de costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos", señalando luego que "se ha resuelto postergar el análisis integral de la zona de Jadresic para el Proceso de Expansión 2026, instancia en la que será posible desarrollar una evaluación comparada y sistémica, en línea con los criterios y estándares señalados por el Panel de Expertos en el proceso de discrepancias relativo al Plan de Expansión 2024."</p> <p>Según se observa, la CNE ha decidido "postergar el análisis" para el Proceso de Expansión 2026, sin señalar cuáles serán las nuevas fuentes de información que le permitirán consolidar los supuestos en relación a costos, plazos de entrada en operación y efectos sistémicos.</p> <p>El fundamento que da la CNE para la referida decisión en relación a los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en esta zona, ponen en duda la certeza de la información respecto de los costos y plazos de entrada en operación de los proyectos en todo el resto del CEN, lo cual resulta preocupante. Por su parte, los análisis que permitan dar respuesta a las dudas que presenta la CNE respecto a los efectos sistémicos de los proyectos en la zona, es precisamente lo que se requiere de la CNE en el cumplimiento de su rol de planificador de la expansión de los Sistemas de Transmisión. Por último, el artículo 85 del DS 37 establece que la Comisión deberá aplicar la metodología establecida en los incisos siguientes considerando la información que también establece el artículo, sin que sea facultativo para la Comisión realizar los análisis que corresponden en el proceso de expansión respectivo. De acuerdo a lo anterior se solicita la incorporación de la obra "Nuevo sistema de control de Flujo en línea 2x220 kV Andes - Monte Mina - Nueva Zaldivar</p>	<p>Como resultado de los análisis de la zona de S/E Jadresic, se solicita a la CNE la incorporación de la obra "Nuevo sistema de control de Flujo en línea 2x220 kV Andes - Monte Mina - Nueva Zaldivar (Complemento CEN)".</p>	<p>No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				Propuesto por el Coordinador Eléctrico Nacional (Complemento CEN)".		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-1	Colbún SA	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	Anexo 1: 21-10	<p>Para la obra propuesta “Ampliación S/E Lullaillaco”, la Comisión señala que:  “Considerando la complejidad técnica y sistémica de la zona de la S/E Jadresic, la existencia de múltiples alternativas de expansión directa e indirectamente asociadas a dicha área, y la necesidad de evaluar de manera integrada sus impactos técnicos, económicos y regulatorios (...), se ha resuelto postergar el análisis integral de la zona de Jadresic para el Proceso de Expansión 2026”.</p> <p>En virtud de lo anterior, la obra no fue incorporada al Plan de Expansión 2025, sin que se haya efectuado una evaluación técnica ni económica de la propuesta presentada. Sin perjuicio de la complejidad sistémica de la zona indicada por la Comisión, se estima pertinente relevar que el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS N°37/2019) establece expresamente que el proceso de planificación debe considerar las propuestas de expansión de la transmisión presentadas por los interesados. En particular, el artículo 79 dispone que la Planificación de la Transmisión deberá considerar, además de la propuesta presentada por el Coordinador, los proyectos de expansión de la transmisión que hayan sido presentados a la Comisión por los promotores de proyectos, en tiempo y forma, de acuerdo con el procedimiento definido en el reglamento.</p> <p>En dicho contexto, la sola existencia de múltiples alternativas de expansión en una determinada zona no debiera, por sí misma, justificar la postergación del análisis de una propuesta presentada conforme al Reglamento, en la medida que la consideración de dichas propuestas constituye un elemento propio y relevante del proceso de planificación y un insumo para la identificación y evaluación de alternativas de expansión del sistema.</p>	Se solicita que la Comisión incorpore la evaluación técnica y económica de la obra propuesta en el proceso de planificación correspondiente, o bien explicita fundamentamente los criterios regulatorios que justificarían su exclusión del análisis exigido por el artículo citado.	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>En atención a lo anterior, se solicita evaluar la propuesta asociada a la zona de la S/E Jadresic dentro del presente proceso de planificación, al menos a nivel de análisis preliminar, explicitando los supuestos utilizados y las eventuales interacciones con otras alternativas de expansión, de modo de resguardar el sentido y alcance de la etapa de propuestas establecida en el Reglamento de Transmisión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-2	Colbún SA	ANEXO 1: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	Anexo 1: 27-7	<p>Respecto de la obra propuesta “Proyecto NT 500-220 kV S/E Lo Aguirre”, se formulan las siguientes observaciones en relación con la respuesta entregada por la Comisión:</p> <p>1) La Comisión señala que el proyecto no cumple los criterios de eficiencia operacional establecidos en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (DS N°37/2019), aun cuando reconoce que el proyecto presenta beneficios netos positivos en más del 50% de los escenarios analizados.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, de la respuesta no se desprende que se haya evaluado de manera específica el alcance y la materialidad de las restricciones de estabilidad de tensión en el corredor 4x500 kV Alto Jahuel – Ancoa, las cuales son señaladas como un elemento que reduciría los beneficios del proyecto. En particular, no se explicita cómo dichas restricciones inciden cuantitativamente en la evaluación de eficiencia operacional ni si estas corresponden a condiciones estructurales o contingentes del sistema.</p> <p>2) Adicionalmente, la Comisión indica que no se acoge la propuesta para ser incorporada al presente Informe Técnico de Expansión de la Transmisión, con el objeto de realizar un estudio integral que permita determinar la solución más adecuada para la zona Metropolitana, atendida la existencia de múltiples alternativas de expansión y necesidades adicionales no cubiertas por el proyecto propuesto.</p> <p>Al respecto, cabe relevar que el artículo 79 del Reglamento de Transmisión establece que la Planificación de la Transmisión deberá considerar los proyectos de expansión presentados por los promotores en tiempo y forma, como parte de los antecedentes a ser evaluados dentro del proceso. En</p>	Se solicita a la Comisión que incorpore una evaluación técnica detallada de la exclusión de este proyecto	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona RM, ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>dicho contexto, la existencia de alternativas adicionales o de necesidades complementarias no debiera, por sí sola, impedir la evaluación de una propuesta presentada conforme al reglamento, especialmente cuando esta puede constituir un insumo relevante para un análisis integral de la zona.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-3	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	<p>En el marco del proceso de planificación de la transmisión, se observa que para determinar el plan de obras de generación y transmisión se estarían utilizando antecedentes que no reflejan completamente su situación actual, lo que podría incidir en la adecuada caracterización de sus efectos en el sistema eléctrico.</p> <p>A modo ejemplar, se identifican casos en que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) se han producido términos anticipados de contratos de suministro asociados a distribuidoras;</li> <li>ii) ciertos proyectos no han iniciado su operación en la fecha considerada en los modelos utilizados;</li> <li>iii) existen obras que se encuentran en proceso de relicitación; y</li> <li>iv) se dispone de información actualizada en plataformas de gestión de proyectos que no se vería plenamente reflejada en el análisis.</li> </ul> <p>Al respecto, el artículo 82 del Decreto Supremo N°37, de 2019, establece que la Comisión utilizará la información y antecedentes disponibles al momento de inicio del Proceso de Planificación de la Transmisión, pudiendo estos ser actualizados durante el desarrollo del mismo, de acuerdo con el estado de avance de los procesos de los cuales se obtiene dicha información, debiendo individualizarse dichas actualizaciones en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión. Para estos efectos, el Reglamento precisa que el Proceso de Planificación se inicia con la entrega, por parte del Coordinador, de su propuesta de expansión.</p> <p>En dicho contexto, se sugiere revisar y, de corresponder, actualizar los antecedentes considerados en la evaluación de los proyectos comprometidos, incorporando la información más reciente disponible durante el desarrollo del proceso de planificación, con el objeto de resguardar la</p>	Considerar la Observación y por tanto actualizar el plan de obras considerado en el ITP	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de actualizar el plan de obras no resulta factible de ser acogida.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes durante el desarrollo del proceso de acuerdo con el estado de avance de la información, el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos (como la actualización del estado de proyectos de generación para justificar modificaciones al plan de obras) obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente desactualizados por el</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>consistencia del análisis y la adecuada evaluación de sus impactos técnicos y económicos en el sistema.</p>		<p>surgimiento de información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida.</p> <p>Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la obtención de resultados en los plazos legales, los EGPT expuestos en el Informe Técnico Preliminar consideraron válidamente los proyectos en construcción y comprometidos hasta la fecha de corte oficial del 30 de mayo de 2025. Acceder a modificar esta condición para reflejar dinámicas posteriores implicaría una vulneración directa a las reglas de clausura del proceso, resultando improcedente la exigencia de incorporar actualizaciones extemporáneas en la presente etapa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-4	Colbún SA	Proyectos Comprometidos	7.3.3.3	<p>En la sección 7.3.3.3 del Informe Técnico Preliminar se indica que los proyectos contenidos en la Tabla 7-2, correspondiente a proyectos de generación comprometidos, se encuentran sin avances en su tramitación ante el Coordinador Eléctrico Nacional y en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).</p> <p>En dicho contexto, la mantención de estos proyectos dentro del plan de generación, junto con las fechas de entrada en operación consideradas, podría no reflejar adecuadamente su estado efectivo de desarrollo, lo que resulta relevante para la correcta evaluación de los antecedentes de generación utilizados en el proceso de planificación de la transmisión.</p> <p>Cabe tener presente que el artículo 82 del Decreto Supremo N°37, de 2019, establece que la Comisión utilizará la información y antecedentes disponibles al momento de inicio del Proceso de Planificación de la Transmisión, los cuales podrán ser actualizados durante su desarrollo de acuerdo con el estado de avance de los procesos de los cuales se obtiene dicha información, debiendo individualizarse dichas actualizaciones en el informe técnico correspondiente.</p> <p>En atención a lo anterior, se solicita reevaluar la incorporación de los proyectos de generación comprometidos contenidos en la Tabla 7-2, así como las fechas de entrada en operación consideradas, atendiendo a los avances efectivos informados en la tramitación ante el Coordinador y en el SEIA, de manera de resguardar la consistencia y calidad de los antecedentes utilizados en el proceso de planificación de la transmisión.</p>	Reevaluar su incorporación en el plan de generación y fecha de entrada en operación según plazos del Coordinador en Acceso abierto y del SEIA.	Ver respuesta a observación ID 007-3

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-5	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.4	<p>En la Tabla 7-3 del Informe Técnico Preliminar se incorporan proyectos de generación asociados a licitaciones de terrenos fiscales, con fechas de entrada en operación previstas para los años 2021, 2022, 2023 y 2024.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes considerados en el informe, dichos proyectos no presentan avances visibles en su proceso de desarrollo, tanto en la tramitación de acceso abierto ante el Coordinador Eléctrico Nacional como en la obtención de la respectiva Resolución de Calificación Ambiental en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Esta situación resulta relevante para la correcta caracterización del plan de generación utilizado como antecedente en el proceso de planificación de la transmisión.</p> <p>En atención a lo anterior, se propone revisar la pertinencia de mantener estos proyectos dentro del plan de generación considerado, así como actualizar las fechas de entrada en operación asociadas, en función de su estado efectivo de avance, con el objeto de contar con antecedentes más consistentes y representativos para la evaluación de las necesidades de transmisión.</p> <p>Se solicita reevaluar la incorporación de los proyectos contenidos en la Tabla 7-3 y las fechas de entrada en operación consideradas, atendiendo a los avances efectivos informados en materia de acceso abierto y tramitación ambiental, de modo de resguardar la coherencia y calidad de los antecedentes utilizados en el proceso de planificación de la transmisión.</p>	Reevaluar su incorporación en el plan de generación y fecha de entrada en operación según plazos del Coordinador en Acceso abierto y del SEIA.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de excluir o alterar las fechas de entrada en operación de proyectos de generación específicos asociados a licitaciones de terrenos fiscales, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes durante el desarrollo del proceso de acuerdo con el estado de avance de la información, el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>desactualizados por el surgimiento de información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida.</p> <p>Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la obtención de resultados en los plazos legales, la Comisión determinó válidamente utilizar la información disponible hasta la fecha de corte oficial del 30 de mayo de 2025. Acceder a reevaluar y actualizar las fechas de los proyectos en función de tramitaciones ambientales o de acceso abierto posteriores a dicho corte, vulneraría directamente las reglas de clausura del proceso.</p> <p>A mayor abundamiento, y respecto al tratamiento técnico específico de los proyectos cuestionados, cabe precisar que su inclusión responde a una estricta y coherente aplicación metodológica. En efecto, para la modelación de dichas iniciativas se utilizó la información contenida en el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente a julio de 2025, ajustando la potencia proveniente de las centrales incluidas en la PELP para aquellos proyectos declarados en construcción.</p> <p>Finalmente, el resto de los proyectos referidos en la observación son el resultado directo de las iteraciones de la optimización conjunta generación-transmisión. A través de este modelo estructural de inversiones, se asignó de manera coherente y sistémica el desarrollo de dichas instalaciones a las necesidades de cada Escenario de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), no existiendo mérito para alterar dichos resultados indicativos en la presente etapa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-6	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.4	<p>En la Tabla 7-3 del Informe Técnico Preliminar, correspondiente a proyectos de generación asociados a licitaciones de terrenos fiscales, se incorpora el proyecto "Eolica_Pampa_Fidelia", ubicado en Parinas 500, con una capacidad total de 920 MW.</p> <p>Por otra parte, de acuerdo con las bases de modelación, el proyecto se encuentra representado como dos iniciativas separadas: PAMPA FIDELIA_EO, conectada en Parinas 220 con una capacidad de 306 MW, y Eolica_Pampa_Fidelia, conectada en Parinas 500 con una capacidad de 604 MW, aun cuando ambas se refieren al mismo proyecto de generación.</p> <p>Esta representación puede generar inconsistencias en la caracterización del proyecto dentro de los escenarios de generación utilizados para la planificación de la transmisión, al considerar distintos puntos de conexión para una misma iniciativa.</p> <p>En atención a lo anterior, se solicita dejar ambas centrales conectadas en Parinas 220, por corresponder a un mismo proyecto de generación.</p>	Dejar ambas centrales en Parinas 220, ya que se refieren al mismo proyecto de generación.	Ver respuesta a observación ID 007-5

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-7	Colbún SA	Distribución del parque de generación	7.3.4.2	<p>Según lo señalado en el Informe Técnico Preliminar, el plan de generación utilizado como antecedente para la planificación de la transmisión se estructuró tomando como fuente la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023–2027. Dicho instrumento identifica la “Reserva de Taltal” como un polo de desarrollo de generación eléctrica (PDGE) de tecnología eólica.</p> <p>No obstante lo anterior, en el presente Plan de Expansión de la Transmisión no se presentan ni se evalúan nuevas soluciones orientadas a habilitar puntos de conexión para el ingreso de nuevos proyectos de generación asociados a dicho polo de desarrollo, pese a que este se encuentra expresamente definido en la PELP como un PDGE.</p> <p>Al respecto, el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión establece que la Comisión podrá considerar en el plan de expansión anual sistemas de transmisión para polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía, incluyendo líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, pudiendo incluso modificar sus características técnicas cuando ello resulte técnica y económicamente justificado.</p> <p>En atención a lo anterior, se solicita evaluar alternativas de transmisión que permitan habilitar puntos de conexión para nuevos proyectos asociados a la Reserva de Taltal, considerando, entre otras, la evaluación económica de la Subestación Lullaillaco 220 kV, atendida su cercanía al PDGE Antofagasta – Polígono 2 definido en la PELP 2023–2027, de modo de analizar su potencial contribución como solución de transmisión para dicho polo de desarrollo y su coherencia con los criterios establecidos en el artículo 88 del Reglamento.</p>	<p>Evaluar económicamente la Subestación Lullaillaco 220, tomando en cuenta que es la más cercana al "PDGE Antofagasta - Polígono 2" establecido en la PELP 2023 - 2027.</p>	<p>No se acoge la observación. La empresa solicita evaluar alternativas de transmisión, específicamente la Subestación Lullaillaco 220 kV, con el objeto de habilitar puntos de conexión para nuevos proyectos asociados al Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica 'Reserva de Taltal'.</p> <p>Al respecto, cabe precisar que para incorporar Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo (STPD) en el Plan de Expansión, los artículos 97° al 100° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) exigen, como requisito habilitante y taxativo, que la Comisión verifique la existencia de problemas de coordinación para la conexión al sistema. La normativa mandata explícitamente que dichos problemas de coordinación deben ser formalmente informados a la Comisión por distintos propietarios de proyectos de generación mediante declaración jurada y dentro de plazos estrictamente reglados.</p> <p>En el caso en análisis, al no haberse verificado el cumplimiento de este hito procedimental imperativo por parte de los desarrolladores de generación en dicha zona, no se configura el supuesto fáctico exigido por el Reglamento. En consecuencia, esta Comisión carece de habilitación reglamentaria para evaluar e incorporar obras de expansión bajo la tipología de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo en el presente proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-8	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.4	<p>En la S/E Roncacho el análisis presentado en el Plan de Expansión Preliminar 2025 considera únicamente el proyecto BESS Chaca, actualmente en construcción, sin incorporar proyectos adicionales en los escenarios de generación adicional evaluados.</p> <p>Al respecto, se solicita revisar y complementar los supuestos de modelación asociados a esta barra, considerando que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. En el marco de los procesos de Acceso Abierto, existen proyectos de tecnología BESS y Solar con aprobación para declaración en construcción con punto de conexión en la S/E Roncacho.</li> <li>2. La S/E Roncacho fue decretada en el Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2018, mediante Res. Ex. N°334, cuya justificación técnica correspondió a "Necesidades de Expansión para Inyección de Generación".</li> </ol>	Se solicita reevaluar los proyectos propuestos en el Norte Grande, incorporando en los escenarios de análisis los proyectos adicionales con punto de conexión en la S/E Roncacho a fin de reflejar adecuadamente la inyección potencial en la zona.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de reevaluar proyectos propuestos en el Norte Grande mediante la incorporación de inyecciones adicionales en la S/E Roncacho a los escenarios de análisis, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>Al respecto, resulta imperativo aclarar que la pretensión de modificar los supuestos de inyección e incorporar nuevos proyectos a los "escenarios de análisis", implica en la práctica una alteración directa a los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), que constituyen el modelo basal y habilitante para evaluar técnica y económicamente cualquier obra en la red.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025. Conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capí</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes de acuerdo con el avance de la información (como las nuevas aprobaciones de acceso abierto o</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>declaraciones en construcción a las que alude la observación), el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente desactualizados por el surgimiento de información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida.</p> <p>Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la consistencia de los modelos, los análisis de suficiencia y congestión utilizados por esta Comisión para el Norte Grande consideraron válidamente los proyectos BESS y de tecnología solar que lograron consolidar sus antecedentes hasta la fecha de corte oficial del 30 de mayo de 2025. Acceder a incorporar proyectos adicionales en la S/E Roncacho para reevaluar la pertinencia de obras de transmisión, reflejando dinámicas de mercado posteriores al hito de clausura, vulneraría directamente las reglas del proceso, resultando improcedente la exigencia.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión advierte y tiene a la vista las desviaciones de las tendencias de corto plazo respecto a las proyecciones de largo plazo, en particular respecto al acelerado desarrollo del almacenamiento. No obstante, en resguardo del principio de preclusión y certeza jurídica, dichas tendencias serán absorbidas sistémicamente mediante las nuevas fechas de corte de información correspondientes al proceso de expansión de la transmisión del año 2026, actualmente en desarrollo, garantizando así la correcta y oportuna evaluación de las necesidades de la red.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-9	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.4	<p>Al analizar la capacidad asociada a sistemas de almacenamiento BESS correspondiente a proyectos en operación, con declaración en construcción, con energía comprometida y con terrenos adjudicados en Bienes Nacionales, se observa una inconsistencia respecto de la capacidad integrada en los años siguientes en el escenario EGPT.</p> <p>En particular, la capacidad considerada en el EGPT para 2025 y 2026 resulta inferior al volumen de proyectos que presentan avances concretos y cronogramas verificables, evidenciando una subrepresentación del almacenamiento en el horizonte de planificación.  </p>	Se solicita ajustar el EGPT de manera que la trayectoria de incorporación de BESS refleje el pipeline real del sistema y las señales económicas vigentes, evitando una subrepresentación estructural del almacenamiento que pueda sesgar la evaluación de suficiencia, congestiones y beneficios operacionales de las obras analizadas.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de modificar los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) y alterar las proyecciones de los proyectos referidos, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes de acuerdo con el avance de la información, el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente desactualizados por el surgimiento de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida. Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la consistencia de los modelos, esta Comisión consideró válidamente la información consolidada hasta la referida fecha de corte oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión advierte y tiene a la vista las desviaciones de las tendencias de corto plazo respecto a las proyecciones de largo plazo, en particular respecto al acelerado desarrollo del almacenamiento en el sistema. No obstante, en resguardo del principio de preclusión y certeza jurídica, dichas tendencias serán absorbidas sistémicamente mediante la fecha de corte actualizada correspondiente al proceso de expansión de la transmisión del año 2026, actualmente en desarrollo, lo que permitirá abordar las necesidades de largo plazo del sistema asociadas a dichas desviaciones, si es que las hubiere.</p> <p>Por otro lado, y respecto al tratamiento técnico de los proyectos referidos en la observación, cabe precisar que para su modelación se consideró la información del Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) del Sistema Eléctrico Nacional, correspondiente a julio de 2025, ajustando la potencia proveniente de las centrales incluidas en la PELP para aquellos proyectos declarados en construcción.</p> <p>Finalmente, el resto de los proyectos referidos son el resultado directo de las iteraciones de la optimización conjunta generación-transmisión. A través de este modelo de inversiones, se asignó de manera coherente y sistémica el desarrollo de dichas instalaciones a las necesidades de cada EGPT, no existiendo mérito para alterar dichos resultados en la presente etapa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
007-10	Colbún SA	Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión	7.3.4	<p>El escenario EGPT considerado presenta una penetración de sistemas de almacenamiento (BESS) significativamente inferior al volumen de proyectos actualmente en desarrollo en el sistema de Pozo Almonte / Nueva Pozo Almonte.</p> <p>En la zona existen múltiples proyectos híbridos y BESS con estado de construcción declarada o autorizada, así como proyectos con tramitación avanzada y cronogramas verificables en acceso abierto.</p>	Se solicita reevaluar los proyectos propuestos en el Norte Grande, incorporando en los escenarios de análisis los proyectos adicionales BESS con punto de conexión en la S/E Nueva Pozo Almonte a fin de reflejar adecuadamente la inyección potencial en la zona.	Ver respuesta a observación ID 007-8
007-11	Colbún SA	Evaluaciones Económicas	02 Obras Nacionales No Recomendadas	En la evaluación económica de la obra "Tendido del segundo circuito de la línea Nueva Pozo Almonte - Lagunas" se observa variabilidad de beneficios entre años y escenarios.	Se solicita explicar la alta variabilidad de beneficios entre años y escenarios, indicando los supuestos que la originan para verificar la robustez de la obra.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Esta Comisión no identifica la variabilidad indicada en la observación. Por el contrario, existe un desempeño negativo en los 3 escenarios en el primer año de puesta en servicio de la obra. Asimismo, se identifica un bajo desempeño de la obra en los 3 escenarios en al menos los primeros 6 años de su puesta en servicio, sin variaciones relevantes, con diferencias operacionales por debajo de los 0.5 MMUSD aproximadamente.</p> <p>Atendido lo anterior, y constatando que la formulación de la empresa se restringe a una consulta sobre la evaluación económica de la obra, careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar o eliminar la obra del plan de expansión, se da por aclarado el punto técnico y desestimada la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-1	Engie Energía Chile S.A	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	<p>Los tres escenarios del proceso de planificación (Esc-1, Esc-2, Esc-3) limitan el desarrollo total de BESS a valores no superiores a 6,4 GW hacia el año 2045, lo cual no resulta coherente con antecedentes proporcionados por el Coordinador, el Ministerio de Energía y la misma Comisión Nacional de Energía, todos los cuales indican una necesidad de una capacidad significativamente mayor a la modelada en el archivo "Centrales_Ose2000_ITP_2025_(Feb'26)".</p> <p>1) El CEN en su Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión para el proceso de Planificación 2026, indica en su página 9 respecto del periodo 2025-2045: "Los planes de obras elaborados mediante una co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento entregan como resultado la incorporación de entre 11 GW y 23 GW en capacidad adicional en SAE tipo baterías (BESS), con predominio de tecnologías de 6 a 8 horas de duración. Esta expansión responde a su cualidad como complemento del crecimiento sostenido del parque solar fotovoltaico en la zona norte, cuyo desarrollo genera importantes desafíos en el manejo de congestiones y de flexibilidad operativa."</p> <p>2) En el listado de proyectos declarados en construcción por CNE, Tablas-Declaracion-Construccion-Enero-2026.xls, se observa que existen proyectados al año 2028 un total de 7.004 MW. Con esto, la capacidad BESS en construcción hoy (7,0 GW) es mayor que toda la expansión BESS proyectada al año 2045 en los escenarios del estudio (~6,4 GW).</p> <p>3) Tal como indica el Informe Final PET 2025 del CEN en su página 18; "Los planes de obras elaborados a partir de una co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento mostrarían la necesidad de desarrollar al menos 6,9 GW en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) adicionales a lo existente", particularmente</p>	<p>Se solicita que los niveles de almacenamiento considerados en los escenarios del estudio sean reemplazados por valores consistentes con los antecedentes oficiales disponibles, que reflejan necesidades y desarrollos sustancialmente superiores a los actualmente modelados. En particular, se propone que los escenarios incorporen al menos las siguientes condiciones:</p> <p>1) La capacidad actualmente declarada en construcción por la CNE, que asciende a 7.004 MW de BESS al año 2028, según el informe Tablas – Declaración de Construcción – Enero 2026.</p> <p>2) Consistencia con los resultados del CEN, que proyectan requerimientos de 11 a 23 GW de almacenamiento BESS para la operación segura y costo eficiente del sistema hacia 2045, según los estudios de co-optimización de transmisión, generación y almacenamiento.</p> <p>3) Escenario coherente con el PET 2025, el cual identifica la necesidad de al menos 6,9 GW adicionales de BESS para enfrentar congestiones relevantes del sistema, según el diagnóstico del Coordinador Eléctrico Nacional contenido en el Informe Final PET 2025.</p> <p>4) Un escenario de alineación con la hoja de ruta del Plan de Descarbonización 2024, que establece que el almacenamiento energético es un habilitante crítico para el retiro de carbón y la integración renovable masiva, y que requiere acelerar la ampliación de infraestructura asociada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de modificar los niveles de almacenamiento en los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT), no resulta factible de ser acogida.</p> <p>De conformidad a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025. Reemplazar arbitrariamente estos escenarios para alinearlos con hojas de ruta u otros instrumentos aludidos en la observación, que no constituyen la PELP vigente, vulneraría el diseño reglado de la planificación.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes de acuerdo con el avance de la información, el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>para gestionar congestiones, específicamente en la zona del Norte Grande y Norte Chico.</p> <p>4) Finalmente, el Plan de Descarbonización publicado por el Ministerio de Energía, identifica a los sistemas de almacenamiento energético como un pilar habilitante para el retiro de centrales a carbón, la provisión de atributos sistémicos (tales como inercia o control de frecuencia), la integración masiva de ERV, así como la operación segura y resiliente del SEN. De esta forma, el mismo ministerio recalca que las condiciones habilitantes (entre ellas almacenamiento de gran escala) deben expandirse aceleradamente para viabilizar la carbono-neutralidad.</p> <p>Dado lo anterior, se observa que el informe de expansión subestima significativamente la capacidad BESS necesaria, proyectando un máximo de 6,4 GW al 2045, siendo que los requerimientos definidos por diversos organismos se sitúan entre 7 GW a 2028 y 23 GW a 2045, según los distintos instrumentos. Es por ello, que los niveles definidos por la Comisión en cada escenario simulado no son coherentes con las necesidades identificadas por el CEN, la hoja de ruta de descarbonización del Ministerio de Energía o la capacidad BESS ya declarada en construcción indicada por la Comisión.</p>		<p>proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente desactualizados por el surgimiento de información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida. Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la consistencia de los modelos, esta Comisión consideró válidamente la información consolidada hasta la referida fecha de corte oficial.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, esta Comisión advierte y tiene a la vista las desviaciones de las tendencias de corto plazo respecto a las proyecciones de largo plazo, en particular respecto al acelerado desarrollo del almacenamiento en el sistema. No obstante, en resguardo del principio de preclusión y certeza jurídica, dichas tendencias serán absorbidas sistémicamente mediante la fecha de corte actualizada correspondiente al proceso de expansión de la transmisión del año 2026, actualmente en desarrollo, lo que permitirá abordar las necesidades de largo plazo del sistema asociadas a dichas desviaciones, si es que las hubiere.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-2	Engie Energía Chile S.A	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	<p>Se observa que el informe, en su "Anexo Centrales_Ose2000_ITP_2025_(Feb'26)", incorpora una base de centrales diésel de punta por más de 3.100 MW, incluyendo múltiples unidades con Puesta en Servicio (PES) entre 2028 y 2030, lo que sería inconsistente con antecedentes proporcionados por el Coordinador, el Ministerio de Energía y la misma Comisión Nacional de Energía:</p> <p>1) El informe de Diagnóstico 2026 del CEN indica que la expansión costo-eficiente del SEN hacia 2045 estará dominada por el crecimiento solar y eólico, una generación flexible basada en almacenamiento y por sobre todo; una reducción estructural del despacho térmico convencional, en donde el diésel aparece exclusivamente como tecnología residual, sin expansión relevante (gráficos página 6).</p> <p>2) La propuesta del CEN PET 2025, establece que la operación futura requiere más infraestructura de transmisión, diversificación renovable y sistemas de almacenamiento, pero no más incorporación térmica adicional a la ya instalada.</p> <p>3) En el último listado CNE de Declaración de Construcción, Tablas-Declaracion-Construccion-Enero-2026.xls, se indica que los únicos proyectos diésel corresponden a Ampliación Central Gas Teno (10MW), Doña Luzma (40MW) y Cala Morritos (200MW), totalizando sólo 250 MW.</p> <p>4) El Plan de Descarbonización establece una eliminación progresiva de generación fósil de la matriz energética, el fortalecimiento de flexibilidad mediante almacenamiento y la necesidad de infraestructura habilitante baja en emisiones, lo que no sería consistente con la relevante expansión diésel simulada.</p> <p>5) Tampoco se identifica que el nivel diésel</p>	<p>Se solicita que los niveles de generación diésel considerados en los escenarios del estudio sean reemplazados por valores consistentes con los antecedentes oficiales disponibles, que reflejan una capacidad real y proyectada sustancialmente inferior a la actualmente modelada. En particular, se propone que los escenarios incorporen al menos las siguientes condiciones:</p> <p>1) Utilizar como máximo la capacidad diésel actualmente declarada en construcción por la CNE, equivalente a 250 MW, según el informe Tablas – Declaración de Construcción.</p> <p>2) Alinear los escenarios con los resultados del CEN, los cuales no proyectan expansión diésel y, en cambio, identifican soluciones óptimas basadas en almacenamiento BESS para la flexibilidad y seguridad del sistema.</p> <p>3) Asegurar consistencia con el Plan de Descarbonización 2024, que establece la reducción progresiva de generación fósil y la necesidad de infraestructura habilitante baja en emisiones, así como el cumplimiento de las metas establecidas en otros instrumentos como la Planificación Energética de Largo Plazo vigente y la Ley Marco de Cambio Climático.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>En relación con las centrales de punta en las bases de simulación, indicadas en la observación, de acuerdo a lo indicado en el capítulo 7.3.4.1 del Informe Técnico Preliminar, cabe aclarar que dicho ajuste obedece a las diferencias en el nivel de detalle entre el modelo de inversiones y el modelo de operación utilizado, y no corresponden al resultado de la optimización de cada EGPT.</p> <p>La incorporación de estas centrales de punta tiene un objetivo estricto de convergencia matemática del problema, con un efecto acotado en la operación del despacho económico, permitiendo a su vez contar con una señal de ajuste del modelo. En ningún caso corresponde a una expectativa de desarrollo de generación, ni a una alteración de los lineamientos de la planificación de largo plazo.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				proyectado responda a otro tipo de necesidades, como el Plan de Recuperación de Servicio definido por el CEN.		En mérito de lo expuesto, al ajustarse la modelación a las directrices metodológicas aplicables y resguardar la convergencia matemática de las simulaciones, se desestima la observación.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-3	Engie Energía Chile S.A	ANTECEDENTES DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	7.3.3 Plan de obras de Generación y Transmisión	<p>Se observa que la asignación territorial de proyectos BESS utilizada en el estudio ("Centrales_Ose2000_ITP_2025) no resulta representativa del sistema actual consistente con la información oficial de proyectos declarados en construcción.</p> <p>En particular, al contrastar la distribución BESS de la base del estudio con aquella reportada por la CNE en la "Tablas-Declaración-Construcción-Enero?2026", se identifican diferencias significativas en la participación por zona, las cuales afectan la representatividad de los escenarios modelados.</p> <p>1) Distribución real de BESS declarados en construcción (CNE – Enero 2026): Esta distribución muestra una altísima concentración real en la zona Norte (90%), consistente con la ubicación efectiva de proyectos solares y de almacenamiento actualmente en construcción:  Norte: 6.518 MW (~90%)  Centro: 367 MW (~5%)  Sur: 368 MW (~5%)</p> <p>2) Distribución BESS del escenario base del modelo del estudio (2025-2028):  Norte: 4.207,1 MW (~76,4%)  Centro: 1.205,75 MW (~21,9%)  Sur: 95,5 MW (~1,7%)</p> <p>3) Distribución BESS de la proyección del estudio (2028+):  Norte: 1.761 MW (~72%)  Centro: 579 MW (~24%)  Sur: 113 MW (~5%)</p> <p>Con lo anterior, las tres fuentes comparadas muestran una clara divergencia, en donde la zona Norte, que en la realidad concentra ~90% de la capacidad BESS en construcción, aparece subrepresentado tanto en el escenario base (~76%) como en la proyección (~72%).</p> <p>En consecuencia, la distribución territorial del estudio</p>	<p>Se solicita que la distribución territorial de proyectos BESS en los escenarios del estudio sea reemplazada por una distribución consistente con la información oficial de la CNE (Declaración en Construcción Enero 2026), reflejando de manera fiel la fuerte concentración de capacidad BESS en la zona Norte del país (~90%). Asimismo, se solicita que la modelación de los proyectos futuros se ajuste a la información disponible en el correspondiente registro "Tablas-Declaración-Construcción-Enero-2026", tanto en su tamaño como en su fecha de puesta en servicio y puntos de conexión.</p>	Ver respuesta a observación ID 008-1

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>no refleja adecuadamente la ubicación de los proyectos declarados en construcción, afectando la robustez de los análisis de los flujos, congestiones esperadas, costos marginales, requerimientos de obras, etc.</p> <p>Del mismo modo, existen centrales del archivo OSE que no coinciden con el mencionado informe declaración en construcción.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-4	Engie Energía Chile S.A	No inclusión de la obra "Ampliación en la S/E Jadresic (NTR ATAT)".	A) 8.1 Proyectos de Expansión Nacional por Eficiencia Operacional. B) Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	<p>El dictamen de la Discrepancia N°16-2025 publicado por el Panel de Expertos, en atención a la solicitud efectuada por ACENOR para excluir del Informe Técnico Final del Plan de Expansión Anual de la Transmisión, correspondiente al año 2024, la obra ampliación en S/E Jadresic (NTR ATAT) fundamentó el análisis de su decisión, entre otros aspectos, en la posibilidad de que la postergación del año de entrada en operación de la obra de ampliación puede presentar beneficios netos sistémicos mayores durante los primeros años de la obra evaluada. Cabe indicar que el Plan de Expansión 2024 fue realizado considerando el informe de actualización anual (2023) de la PELP, para el período 2018-2022.</p> <p>Considerando lo anterior y que para el ejercicio de planificación del Plan de Expansión del año 2025, los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT) corresponden a tres casos provenientes de la PELP para el período 2023-2027, lo cual constituye una situación metodológica distinta al ejercicio del Plan de Expansión 2024, Engie realizó un evaluación económica independiente sobre mismas bases de cálculo empleadas por CNE sobre la inclusión de dicha expansión en S/E Jadresic (consistente en la entrada en operación de un 4° ATR 220/500 KV, 750 MVA con fecha de entrada en operación el año 2032).</p> <p>De acuerdo a los resultados obtenidos al hacer los análisis económicos, a partir de los resultados de la simulación de la operación del parque de generación con los escenarios EGPT, utilizando el software OSE2000, se deduce que los ahorros operacionales totales son mayores que el valor de inversión y mantenimiento asociados a la obra de ampliación. Adicionalmente, los resultados obtenidos muestran que en dos de los tres escenarios de la EGPT se presentan beneficios netos positivos desde el año en entrada de operación de la obra.</p>	<p>Se solicita a la Comisión Nacional de Energía realizar los análisis de evaluación económica, dentro del marco del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025, de la obra de ampliación en S/E Jadresic, consistente en el 4° ATR 220/500 kV, analizado en el marco del Informe Técnico Final del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2024.</p> <p>Si los resultados de la evaluación entregan beneficios que cumplan con los requerimientos definidos en la Ley Eléctrica y el Reglamento de Planificación de la Transmisión (DS N°37-2019), se solicita que la Comisión Nacional de Energía incluya en el Informe Final del Plan de Expansión 2025 la obra de expansión en S/E Jadresic (NTR ATAT).</p> <p>Se adjuntan resultados finales del ejercicio de evaluación económica efectuado por Engie en el Anexo 1 "Resumen_Proyectos_PAE-2026_v05Feb_4toTrans_CNE+PELP".</p> <p>En caso de no acogerse lo anterior, se solicita incorporar en el informe los análisis y evaluaciones realizados que respaldan la conclusión de que la obra presentada no cumple con los criterios establecidos en la regulación vigente para su inclusión en el informe del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5. Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "Ampliación en la S/E Jadresic (NTR ATAT)" no fue propuesta para este período. Al respecto, el artículo 111° del citado Reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-5	Engie Energía Chile S.A	No inclusión de la obra "Nueva Subestación Chacalito"	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	<p>El proyecto fue presentado para habilitar el desarrollo de generación a través del uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal, el cual conforme al artículo 77° de la LGSE, está constituido por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, aún cuando puedan ser utilizadas por clientes libres, generación o almacenamiento conectados directamente o mediante sistemas de distribución o transmisión dedicada.</p> <p>Por ello, respecto de la justificación presentada por la CNE para no incluir la obra "Nueva Subestación Chacalito", ya que el proyecto no cumple con los requerimientos establecidos para la etapa de análisis de acceso abierto para una obra de un STZ, debido a que tendría como única finalidad permitir la conexión de centrales generadoras, sin identificarse necesidades vinculadas al abastecimiento de demanda que generen sinergias con la expansión zonal o justifiquen su incorporación en este segmento de transmisión, destacamos que el reglamento no prohíbe incorporar obras de Gx en el análisis de nueva infraestructura mientras cumplan criterios técnicos y de eficiencia dentro del proceso de planificación.</p> <p>En este contexto, la propuesta presentada por Engie en el Anexo "Informe PLEX 2025 – Engie PE-02 Nueva SE Chacalito", presentado en la etapa de propuestas del PLEX25, evidencia que la obra "Nueva SE Chacalito" genera reducciones de costos operacionales en los todos los escenarios evaluados, tanto en el horizonte de 20 años como en la evaluación perpetua.</p> <p>Finalmente, el rechazo contradice el enfoque de planificación anticipada de los sistemas de transmisión cuando se demuestran los beneficios que la obra conlleva para el sistmas ya sea por eficiencia</p>	<p>Se solicita a la Comisión realizar los análisis de evaluación económica, seguridad y/o Acceso Abierto, dentro del marco del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025, de la obra de "Nueva en S/E Chacalito", en donde, si los resultados de la evaluación entregan beneficios que cumplan con los requerimientos definidos en la Ley Eléctrica y el Reglamento de Planificación de la Transmisión (DS N°37-2019), se solicita su inclusión dentro del Informe Final del Plan de Expansión 2025.</p> <p>En caso de no acogerse lo anterior, se solicita incorporar en el informe los análisis y evaluaciones realizados que respaldan la conclusión de que la obra presentada no cumple con los criterios establecidos en la regulación vigente para su inclusión en el informe del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se indicó en el Informe Técnico Preliminar, el proyecto fue presentado con el objeto de habilitar el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal (STZ).</p> <p>De acuerdo con el artículo 77 de la Ley, el STZ está constituido por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, aun cuando puedan ser utilizadas por clientes libres, generación o almacenamiento conectados directamente o a través de sistemas de distribución o transmisión dedicada. De esta definición se desprende que la lógica estructural del STZ se orienta al suministro de la demanda, y no a la expansión de infraestructura destinada exclusivamente a la conexión de proyectos de generación. En este sentido, el STZ opera sobre áreas territoriales acotadas y tiene como finalidad principal asegurar el abastecimiento de la demanda regulada, no constituyéndose como un sistema diseñado prioritariamente para habilitar la conexión de generación en ausencia de una necesidad verificada de suministro.</p> <p>En cuanto a la eventual contribución del proyecto al abastecimiento de la demanda, no se identifican necesidades que generen sinergias con la expansión propuesta ni que justifiquen su incorporación en el segmento zonal. En efecto, la empresa no logró demostrar que la obra genere beneficios al STZ en términos de suministro de la demanda. Lo anterior se sustenta en que no se observan problemas de suficiencia en la infraestructura eléctrica relevante para la propuesta, cuyas proyecciones de operación no superan el 85% de cargabilidad en los elementos analizados, ni se evidencian problemas de tensión en las barras del STZ en la zona de influencia del proyecto.</p> <p>En consecuencia, no resulta consistente con el objetivo establecido en la LGSE justificar expansiones estructurales del STZ motivadas exclusivamente en la conexión o viabilidad de proyectos particulares de generación, sin que exista una necesidad acreditada vinculada al abastecimiento de la demanda, criterio que ha sido además ratificado por el Panel de Expertos en dictámenes asociados a procesos de expansión anteriores.</p> <p>Adicionalmente, la incorporación de obras cuya finalidad principal es habilitar la inyección de energía implicaría trasladar su financiamiento a los clientes regulados, lo que no resulta razonable</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				operacional, seguridad de abastecimiento de la demanda o Acceso Abierto.		en ausencia de beneficios directos para dichos usuarios. Por lo expuesto, se desestima la inclusión de la obra propuesta en el presente proceso de planificación.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-6	Engie Energía Chile S.A	No inclusión de la obra "Ampliación Subestación Loica y cambio de conductor línea Nva Litueche - Quelentaro "	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	<p>El proyecto fue presentado para habilitar el desarrollo de generación a través del uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal, el cual conforme al artículo 77° de la LGSE, está constituido por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, aún cuando puedan ser utilizadas por clientes libres, generación o almacenamiento conectados directamente o mediante sistemas de distribución o transmisión dedicada.</p> <p>Por ello, respecto de la justificación presentada por la CNE para no incluir la obra "Nueva Subestación Chacalito", ya que el proyecto no cumple con los requerimientos establecidos para la etapa de análisis de acceso abierto para una obra de un STZ, debido a que tendría como única finalidad permitir la conexión de centrales generadoras, sin identificarse necesidades vinculadas al abastecimiento de demanda que generen sinergias con la expansión zonal o justifiquen su incorporación en este segmento de transmisión, destacamos que el reglamento no prohíbe incorporar obras de Gx en el análisis de nueva infraestructura mientras cumplan criterios técnicos y de eficiencia dentro del proceso de planificación.</p> <p>En este contexto, la propuesta presentada por Engie en el Anexo "Informe PLEX 2025 – Engie PE-05 Loica", presentado en la etapa de propuestas del PLEX25, evidencia que la obra "Cambio de conductor corredor Nueva Litueche 110 kV – Queléntaro 110 kV y nuevo transformador 220/110 kV en Subestación Loica" genera reducciones de costos operacionales en los todos los escenarios evaluados, tanto en el horizonte de 20 años como en la evaluación perpetua.</p> <p>Adicionalmente, el rechazo contradice el enfoque de planificación anticipada de los sistemas de transmisión cuando se demuestran los beneficios que</p>	<p>Se solicita a la Comisión realizar los análisis de evaluación económica, seguridad y/o Acceso Abierto, dentro del marco del Plan de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2025, la obra "Ampliación Subestación Loica y cambio de conductor línea Nva Litueche - Quelentaro", en donde, si los resultados de la evaluación entregan beneficios que cumplan con los requerimientos definidos en la Ley Eléctrica y el Reglamento de Planificación de la Transmisión (DS N°37-2019), se solicita su inclusión dentro del Informe Final del Plan de Expansión 2025.</p> <p>En caso de no acogerse lo anterior, se solicita incorporar en el informe los análisis y evaluaciones realizados que respaldan la conclusión de que la obra presentada no cumple con los criterios establecidos en la regulación vigente para su inclusión en el informe del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025.</p>	<p>No se acoge la observación. Tal como se indicó en el Informe Técnico Preliminar, el proyecto fue presentado con el objeto de habilitar el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal (STZ).</p> <p>De acuerdo con el artículo 77 de la Ley, el STZ está constituido por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, aun cuando puedan ser utilizadas por clientes libres, generación o almacenamiento conectados directamente o a través de sistemas de distribución o transmisión dedicada. De esta definición se desprende que la lógica estructural del STZ se orienta al suministro de la demanda, y no a la expansión de infraestructura destinada exclusivamente a la conexión de proyectos de generación. En este sentido, el STZ opera sobre áreas territoriales acotadas y tiene como finalidad principal asegurar el abastecimiento de la demanda regulada, no constituyéndose como un sistema diseñado prioritariamente para habilitar la conexión de generación en ausencia de una necesidad verificada de suministro.</p> <p>En cuanto a la eventual contribución del proyecto al abastecimiento de la demanda, no se identifican necesidades que generen sinergias con la expansión propuesta ni que justifiquen su incorporación en el segmento zonal. En efecto, la empresa no logró demostrar que la obra genere beneficios al STZ en términos de suministro de la demanda. Lo anterior se sustenta en que no se observan problemas de suficiencia en la infraestructura eléctrica relevante para la propuesta, cuyas proyecciones de operación no superan el 85% de cargabilidad en los elementos analizados, ni se evidencian problemas de tensión en las barras del STZ en la zona de influencia del proyecto.</p> <p>En consecuencia, no resulta consistente con el objetivo establecido en la LGSE justificar expansiones estructurales del STZ motivadas exclusivamente en la conexión o viabilidad de proyectos particulares de generación, sin que exista una necesidad acreditada vinculada al abastecimiento de la demanda, criterio que ha sido además ratificado por el Panel de Expertos en dictámenes asociados a procesos de expansión anteriores.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>la obra conlleva para el sistemas ya sea por eficiencia operacional, seguridad de abastecimiento de la demanda o Acceso Abierto.</p>		<p>Adicionalmente, la incorporación de obras cuya finalidad principal es habilitar la inyección de energía implicaría trasladar su financiamiento a los clientes regulados, lo que no resulta razonable en ausencia de beneficios directos para dichos usuarios.</p> <p>Por lo expuesto, se desestima la inclusión de la obra propuesta en el presente proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
008-7	Engie Energía Chile S.A	No inclusión de la obra "Ampliación Subestación Kimal 500 kV"	Anexo 1: Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos	<p>El proyecto fue propuesto para permitir el desarrollo de generación mediante el uso de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, sin embargo, la justificación de la CNE para no incluir el proyecto se fundamenta en la duda que la obra propuesta solucione en tiempo y forma los requerimientos particulares de proyectos de generación en la zona. Según señala la CNE, tampoco se visualizan otros requerimientos de conexión de proyectos de generación que pudieran impulsar la obra propuesta, ya que su localización geográfica no resulta coherente con los potenciales de generación desarrollados en los Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión (EGPT).</p> <p>Es de relevancia señalar que el artículo 87° de la LGSE, en su inciso d), indica que la planificación de la transmisión deberá considerar "la posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente", asimismo, el artículo 74° del DS N°37-2019 indica que "La Planificación de la Transmisión deberá considerar los requerimientos y necesidades de acceso abierto a los Sistemas de Transmisión y, en especial, lo dispuesto en el inciso cuarto del artículo 79° de la Ley".</p> <p>Como antecedente adicional es relevante indicar que Engie cuenta con una solicitud mediante Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, para la interconexión del proyecto de generación con sistema de almacenamiento "PV+BESS Alonkura", la cual fue rechazada por el Coordinador debido a que la subestación Kimal 500 kV no cuenta con posiciones disponibles. En la carta de rechazo, el Coordinador indica explícitamente como una de las alternativas de ampliación el "promover la ampliación de la subestación, para que sea incorporada al Proceso de Planificación de la Transmisión conforme a lo</p>	<p>Por los antecedentes señalados, se solicita a la Comisión Nacional de Energía evaluar los beneficios sistémicos de la obra propuesta. Si los resultados de la evaluación entregan beneficios que cumplan con los requerimientos definidos en la Ley Eléctrica y el Reglamento de Planificación de la Transmisión (DS N°37-2019), se solicita que la Comisión Nacional de Energía incluya en el Informe Final del Plan de Expansión 2025 la obra "Ampliación Subestación Kimal 500 kV".</p> <p>En caso de no acogerse lo anterior, se solicita incorporar en el informe los análisis y evaluaciones realizados que respaldan la conclusión de que la obra presentada no cumple con los criterios establecidos en la regulación vigente para su inclusión en el informe del Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A partir de los antecedentes presentados en la propuesta, se identifica la necesidad de la habilitación de espacios bajo los criterios de acceso abierto en la planificación. Sin embargo, en cumplimiento del mandato de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, se hace presente que mediante el Decreto Exento N° 276 del Ministerio de Energía, de 28 de octubre de 2025 (publicado en el Diario Oficial el 2 de diciembre de 2025), el cual fija obras de ampliación de los sistemas de transmisión nacional y zonal que deben iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes, correspondientes al Plan de Expansión del año 2024, se integró el proyecto «Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)», el cual se encuentra en las cercanías de S/E Kimal, e incorpora cuatro nuevas diagonales y reserva solo dos posiciones para obras futuras de los procesos de expansión.</p> <p>De esta forma, la obra «Ampliación en S/E Miraje 220 kV (IM)» es una solución que habilita posiciones en tiempo y forma para la conexión de proyectos en la zona referida, satisfaciendo adecuadamente los requerimientos de acceso abierto mandados por el artículo 74° del Reglamento de Planificación (D.S. N° 37/2019).</p> <p>En consecuencia, al encontrarse debidamente resguardada la necesidad de acceso abierto en la zona mediante infraestructura ya decretada, el desarrollo de la propuesta «Ampliación Subestación Kimal 500 kV» resulta redundante. Atendido lo anterior, y en estricto apego al principio de eficiencia económica y mínimo costo sistémico mandatado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, no se acoge la observación, no resultando técnica ni económicamente justificada su incorporación al presente Plan de Expansión ni la ejecución de evaluaciones sistémicas adicionales.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>establecido en el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)".</p> <p>En este contexto, el estudio presentado por Engie en el Anexo "Informe PLEX 2025 – Engie PE-06 Kimal", presentado en la etapa de propuestas del PLEX25, demuestra que la obra "Ampliación S/E Kimal 500 kV" cumple con los requisitos establecidos en el artículo 87° de la LGSE y, adicionalmente, conlleva una obra de expansión que no solo habilita la eventual conexión del proyecto "PV+BESS Alonkura", sino que refuerza la capacidad de conexión en una región con un gran volumen de proyectos en construcción.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-1	Celeo Redes Chile Ltda.	Statcom en Polpaico como Obra de Ampliación	ITP. 3.1.1.	<p>Una de las obras más relevantes del ITP es el STATCOM en la S/E Polpaico (VI ref. de USD 38 MM). Sin perjuicio de lo anterior, el ITP considera esta obra como obra de ampliación y no como obra nueva, en condiciones que, en términos generales, las licitaciones de obras nuevas han presentado mejores condiciones de competencia (y precios más bajos) que las obras de ampliación.</p> <p>Entendemos que la Comisión pueda estar considerando esta obra como ampliación por cuando el proyecto considera ampliación de barras e instalaciones comunes de la S/E Polpaico (los que efectivamente corresponden a obras de ampliación), pero nada impide que, para mejorar las condiciones de competencia, divida el proyecto en dos obras: el STATCOM como obra nueva y el resto de las obras menores como obras de ampliación. En otros casos similares (Plan de Expansión 2019, equipo de compensación reactiva en la S/E Maipo), se determinó que su calificación como obra nueva mejoraba las condiciones de competencia.</p> <p>Desde el punto de vista regulatorio, el Panel de Expertos, interpretando la definición del art. 89 de la LGSE, ha señalado que para determinar si una obra es nueva o de ampliación, más allá del criterio físico (si está dentro o fuera de una subestación), corresponde analizar el objetivo de la obra: si las obras tienen un impacto sistémico, son más afines a su caracterización como obra nueva. En este sentido, el STATCOM en la S/E Polpaico es a todas luces una obra de impacto sistémico. De hecho, el ITP señala explícitamente que esta obra “tiene por objetivo aliviar las restricciones de estabilidad de tensión en la zona y aumentar los límites de transmisión en el corredor de 500 kV Centro – Sur”, es decir, sistémico.</p>	<p>Modificar el proyecto STATCOM en S/E Polpaico (ITP 3.1.1.), separándolo en dos: una obra nueva con los equipos de compensación reactiva, y otra obra de ampliación con la ampliación de barra y de instalaciones comunes.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de separar el proyecto «Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)» en una Obra Nueva y una Obra de Ampliación, cabe señalar que la clasificación de una instalación como obra de ampliación, se realiza acorde a lo dispuesto en el artículo 89° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Dicho artículo establece que son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. En este contexto, el equipo de compensación reactiva propuesto tiene por objetivo estructural e indivisible aliviar las restricciones de estabilidad de tensión y aumentar de manera efectiva los límites de transmisión del corredor de 500 kV Centro-Sur actualmente en operación. Por consiguiente, dado que la incorporación de esta tecnología incrementa directamente la capacidad de transporte y la seguridad operativa de líneas y subestaciones que ya se encuentran en servicio, su tipificación legal corresponde íntegramente a una Obra de Ampliación.</p> <p>A mayor abundamiento, acceder a la partición administrativa del proyecto vulneraría el mandato legal citado, toda vez que el STATCOM no constituye una instalación independiente orientada a crear una nueva topología en el sistema (condición propia de las Obras Nuevas), sino un refuerzo tecnológico intrínsecamente destinado a maximizar el desempeño de la infraestructura preexistente. En virtud de lo anterior, se mantiene la clasificación integral del proyecto como Obra de Ampliación, desestimándose la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-2	Celeo Redes Chile Ltda.	Nueva línea San Luis - La Pólvora 2x220 kV	Propuestas Desechadas. ID 26-1	<p>La Comisión desechó esta propuesta, en base a que Celeo habría omitido los antecedentes requeridos en la convocatoria de propuesta y en el Oficio CNE 1019/2025 (el "Oficio 1019"). Celeo presentó este proyecto como obra del sistema de transmisión nacional ("STN"), con todos los antecedentes requeridos por la normativa y la convocatoria para tales proyectos.</p> <p>En su Oficio 1019, la CNE solicitó a Celeo análisis exigidos para obras en los sistemas de transmisión zonales ("STZ"), en condiciones que el proyecto había sido presentado como obra de expansión del STN, para la que dichos análisis no eran requeridos. La Comisión no entregó ningún antecedente que justificara por qué este proyecto debe ser calificado como parte del STZ C, y no del STN.</p> <p>Sin perjuicio de ese cambio de calificación injustificado, Celeo desarrolló los estudios solicitados y los puso a disposición de la Comisión, solo que en un plazo superior a los 5 días hábiles administrativos que la Comisión dio para ello (un plazo a todas luces insuficiente). Así, la Comisión terminó "desechando" una propuesta en base a una calificación distinta a la presentada en el mismo proyecto (como STZ en vez de STN), sin permitir al proponente revisar las razones de tal calificación, y sin considerar los nuevos antecedentes puestos a disposición.</p>	Incluir este proyecto al Plan de Expansión 2025, evaluándolo como parte del STN (tal como fue propuesto), y en subsidio, evaluarlo como parte del STZ C, pero considerando los antecedentes adicionales entregados por Celeo.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de Celeo Redes Chile Ltda. de declarar admisible e incorporar la iniciativa correspondiente al ID 26-1 (Nueva línea San Luis - La Pólvora 2x220 kV), cabe señalar que la iniciativa fue formalmente desechada por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>En particular, mediante el Oficio CNE N° 1019/2025, formulado con el objeto de permitir a la empresa subsanar omisiones detectadas respecto de los antecedentes mínimos exigidos para la evaluación de la propuesta, se solicitó de manera expresa información relativa a los perfiles de demanda de todas las subestaciones que influyen en el flujo de potencia de la línea de transmisión asociada al proyecto, no obstante tal requerimiento no fue respondido dentro del plazo otorgado. Contrario a lo argumentado por el proponente, quien intenta justificar su omisión señalando unilateralmente que dichos antecedentes no serían exigibles para obras del Sistema de Transmisión Nacional, conocer los perfiles de demanda de las subestaciones que influyen directamente en los flujos de una línea de transmisión, y que originan la necesidad de "abastecimiento de la demanda ante contingencias" señalada por el propio proponente, constituye información técnica elemental e indispensable para analizar la necesidad y el desempeño del proyecto frente a escenarios de contingencia y abastecimiento de demanda, con independencia del segmento del sistema al cual eventualmente pudiera pertenecer la obra. En efecto, la propia propuesta promovía la iniciativa como una solución destinada a garantizar el abastecimiento de la demanda ante contingencias del sistema, por lo que la información solicitada resulta imprescindible para evaluar su desempeño y conveniencia dentro del sistema eléctrico. La falta de respuesta dentro del plazo otorgado en el Oficio CNE N° 1019/2025, y por ende, la ausencia de los antecedentes solicitados, configura un incumplimiento del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas» publicado junto con la convocatoria, razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando el proyecto por no cumplir con los requisitos mínimos necesarios para una evaluación técnico-</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>económica.</p> <p>Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica.</p> <p>Finalmente, respecto de la afirmación relativa a que la Comisión no habría entregado antecedentes que justificaran la calificación del proyecto como parte de un sistema de transmisión distinto al propuesto por la empresa, cabe señalar que la calificación de las instalaciones que conforman los distintos segmentos del sistema de transmisión constituye una atribución propia de la Comisión Nacional de Energía, en conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos y en los reglamentos aplicables. En consecuencia, dicha calificación no corresponde al proponente de la iniciativa, sino que forma parte del análisis técnico que realiza esta Autoridad en el marco del proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>A mayor abundamiento, cabe señalar que las líneas de transmisión actualmente conectadas en la S/E La Pólvora 220 kV, en particular los tramos de transporte San Luis 220 -&gt; Agua Santa 220, Agua Santa 220 -&gt; La Pólvora 220, Seccionadora Alto Melipilla 220 -&gt; Nueva Casablanca 220 y Nueva Casablanca 220 -&gt; La Pólvora 220, se encuentran calificadas como instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal del Área C. En consecuencia, y considerando la configuración actual de la red y los antecedentes disponibles en el presente proceso de planificación, no se identifican elementos adicionales que justifiquen que una eventual nueva línea entre San Luis y La Pólvora deba ser calificada de manera distinta a las instalaciones actualmente existentes en dicho corredor. Asimismo, cabe destacar que la propia propuesta presentada por la empresa promovía el proyecto como una solución destinada a asegurar el abastecimiento de clientes regulados ante contingencias del sistema, finalidad que, conforme a la lógica de calificación del sistema de transmisión establecida en la normativa vigente, se encuentra típicamente asociada a instalaciones del Sistema de Transmisión Zonal, destinadas al abastecimiento de la demanda. En este caso, la falta de entrega oportuna de los antecedentes solicitados implicó que la Comisión no dispusiera de información suficiente para realizar la evaluación técnico-económica correspondiente, incluyendo el análisis de los impactos del proyecto dentro del sistema de transmisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-3	Diego de Almagro Transmisora de Energía S.A.	Ampliación S/E Illapa 220 kV	Propuestas Desechadas. ID 26-2	<p>La Comisión desechó esta propuesta, en base a que Celeo habría omitido los antecedentes requeridos en la convocatoria de propuesta y en el Oficio CNE 1019/2025 (el "Oficio 1019"). Este oficio señaló que la propuesta de Celeo le faltaba la "minuta de evaluación económica" y que la evaluación económica debía considerar "la proyección de demanda sistémica y plan de obras de generación, al menos a nivel local. Además, identificar condiciones críticas bajo las cuales la obra presenta beneficios". Es del caso señalar que ambos contenidos se encontraban en la propuesta original presentada por Celeo, en el archivo "Informe_descriptivo_illapa.pdf" (Adjunto en Anexos).</p> <p>Adicionalmente, el Oficio 1019 estimó incompleta la propuesta de Celeo, porque su evaluación económica no se habría realizado bajo los "escenarios definidos por la CNE para el plan vigente", que es un requisito que no estaba contemplado ni en el reglamento ni en la convocatoria realizada por la misma CNE.</p> <p>En efecto, la evaluación económica presentada por Celeo en su propuesta original, en los archivos "Informe_descriptivo_illapa.pdf" y "Evaluación Económica_Ampliación_illapa.xlsx" son claros en especificar la metodología utilizada y los escenarios considerados. No parece razonable que la Comisión agregue un nuevo requisito no contemplado en la convocatoria, y use ese mismo requisito no contemplado para desechar proyectos de su consideración. Aún más, tampoco pareciera razonable que la Comisión haya solicitado antecedentes y estudios adicionales no contemplados, sin dar el tiempo mínimamente necesarios como para desarrollarlos.</p>	Incluir y evaluar este proyecto en el Plan de Expansión 2025.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar y evaluar la propuesta ID 26-2 («Ampliación S/E Illapa 220 kV»), cabe señalar que, si bien la evaluación económica presentada por el proponente fue considerada inicialmente insuficiente, lo que motivó el requerimiento de información mediante el Oficio CNE N° 1019/2025, tras una revisión de los antecedentes esta Comisión reconoce que, para efectos del análisis particular de la presente propuesta, no resulta exigible la presentación de una evaluación económica atendida la naturaleza de la obra promovida, la presentación de una evaluación económica no resulta exigible en virtud del artículo 108°, letra e), del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), el cual condiciona dicho requisito solo «cuando corresponda». En virtud de lo anterior, se deja sin efecto el desechamiento de la obra.</p> <p>En cuanto a la evaluación de la obra, ver respuesta a Propuesta ID 26-2 en Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITF 2025.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-4	Alfa Transmisora de Energía S.A.	Ampliación S/E Puente Negro 220 kV	Propuestas Desechadas. ID 26-3	<p>La Comisión desechó esta propuesta, en base a que Celeo habría omitido los antecedentes requeridos en la convocatoria de propuesta y en el Oficio CNE 1019/2025 (el "Oficio 1019"). Este oficio señaló que la propuesta de Celeo le faltaba la "minuta de evaluación económica" y que la evaluación económica debía considerar "la proyección de demanda sistémica y plan de obras de generación, al menos a nivel local. Además, identificar condiciones críticas bajo las cuales la obra presenta beneficios". Es del caso señalar que ambos contenidos se encontraban en la propuesta original presentada por Celeo, en el archivo "Informe_descriptivo_Puente Negro.pdf" (Adjunto en Anexos).</p> <p>Adicionalmente, el Oficio 1019 estimó incompleta la propuesta de Celeo, porque su evaluación económica no se habría realizado bajo los "escenarios definidos por la CNE para el plan vigente", que es un requisito que no estaba contemplado ni en el reglamento ni en la convocatoria realizada por la misma CNE.</p> <p>En efecto, la evaluación económica presentada por Celeo en su propuesta original, en los archivos "Informe_descriptivo_Puente Negro.pdf" y "Evaluación Económica_Ampliación_Puente Negro.xlsx" son claros en especificar la metodología utilizada y los escenarios considerados. No parece razonable que la Comisión agregue un nuevo requisito no contemplado en la convocatoria, y use ese mismo requisito no contemplado para desechar proyectos de su consideración. Aún más, tampoco pareciera razonable que la Comisión haya solicitado antecedentes y estudios adicionales no contemplados, sin dar el tiempo mínimamente necesario como para desarrollarlos.</p>	Incluir y evaluar este proyecto en el Plan de Expansión 2025.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar y evaluar la propuesta ID 26-3 («Ampliación S/E Puente Negro 220 kV»), cabe señalar que, si bien la evaluación económica presentada por el proponente fue considerada inicialmente insuficiente, lo que motivó el requerimiento de información mediante el Oficio CNE N° 1019/2025, tras una revisión de los antecedentes esta Comisión reconoce que, para efectos del análisis particular de la presente propuesta, atendida la naturaleza de la obra promovida, la presentación de una evaluación económica no resulta exigible en virtud del artículo 108°, letra e), del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), el cual condiciona dicho requisito solo «cuando corresponda». En virtud de lo anterior, se deja sin efecto el desechamiento de la obra.</p> <p>En cuanto a la evaluación de la obra, ver respuesta a Propuesta ID 26-3 en Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITF 2025.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-5	Alfa Transmisora de Energía S.A.	Ampliación S/E Mulchén 220 kV	Propuestas Desechadas. ID 26-4	<p>La Comisión desechó esta propuesta, en base a que Celeo habría omitido los antecedentes requeridos en la convocatoria de propuesta y en el Oficio CNE 1019/2025 (el "Oficio 1019"). Este oficio señaló que la propuesta de Celeo le faltaba la "minuta de evaluación económica" y que la evaluación económica debía considerar "la proyección de demanda sistémica y plan de obras de generación, al menos a nivel local. Además, identificar condiciones críticas bajo las cuales la obra presenta beneficios". Es del caso señalar que ambos contenidos se encontraban en la propuesta original presentada por Celeo, en el archivo "Informe_descriptivo_Mulchén.pdf" (Adjunto en Anexos).</p> <p>Adicionalmente, el Oficio 1019 estimó incompleta la propuesta de Celeo, porque su evaluación económica no se habría realizado bajo los "escenarios definidos por la CNE para el plan vigente", que es un requisito que no estaba contemplado ni en el reglamento ni en la convocatoria realizada por la misma CNE.</p> <p>En efecto, la evaluación económica presentada por Celeo en su propuesta original, en los archivos "Informe_descriptivo_Mulchén.pdf" y "Evaluación Económica_Ampliación_Mulchén.xlsx" son claros en especificar la metodología utilizada y los escenarios considerados. No parece razonable que la Comisión agregue un nuevo requisito no contemplado en la convocatoria, y use ese mismo requisito no contemplado para desechar proyectos de su consideración. Aún más, tampoco pareciera razonable que la Comisión haya solicitado antecedentes y estudios adicionales no contemplados, sin dar el tiempo mínimamente necesario como para desarrollarlos.</p>	Incluir y evaluar este proyecto en el Plan de Expansión 2025.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar y evaluar la propuesta ID 26-4 («Ampliación S/E Mulchén 220 kV»), cabe señalar que, si bien la evaluación económica presentada por el proponente fue considerada inicialmente insuficiente, lo que motivó el requerimiento de información mediante el Oficio CNE N° 1019/2025, tras una revisión de los antecedentes esta Comisión reconoce que, para efectos del análisis particular de la presente propuesta, atendida la naturaleza de la obra promovida, la presentación de una evaluación económica no resulta exigible en virtud del artículo 108°, letra e), del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), el cual condiciona dicho requisito solo «cuando corresponda». En virtud de lo anterior, se deja sin efecto el desechamiento de la obra.</p> <p>En cuanto a la evaluación de la obra, ver respuesta a Propuesta ID 26-4 en Anexo 1 - Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos - ITF 2025.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-6	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)	ITP 4.1.6	<p>El ITP recomendó esta obra para aportar suficiencia a las demandas conectadas en 23 kV en el sector. Para ello, propone eliminar la obra "Ampliación en S/E Nirivilo" contenida en el Decreto 198/2019, y reemplazarla por esta nueva obra, que incluye el alcance de la obra que se elimina, pero que además considera el transformador en 66/23 kV y sus respectivos paños.</p> <p>De acuerdo a nuestro análisis, es mejor incorporar este nuevo punto de abastecimiento a la demanda en la subestación Nva. Nirivilo, por las siguientes razones:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La SE Nva. Nirivilo posee alimentación en 220 kV por el norte desde SE Mataquito y por el sur desde SE Nueva Cauquenes, en configuración de interruptor y medio. Lo anterior asegura una fuente de energía confiable, aportando resiliencia al sistema, y en particular, al transformador de 220/66 kV, 90 MVA que se está instalando en SE Nueva Nirivilo. De esta manera, la barra de 66 kV de SE Nueva Nirivilo heredará los beneficios ya descritos, para las nuevas líneas existentes y futuras que se conectarán a SE Nueva Nirivilo.</li> <li>2. Por otra parte, dada la configuración de doble barra más transferencia que posee la barra de 66 kV de SE Nueva Nirivilo, otorga flexibilidad operacional para los futuros mantenimientos de las cargas conectadas en 66 kV.</li> <li>3. Además, por la ubicación geográfica de SE Nueva Nirivilo, existen espacio para seguir desarrollándose por 220 kV y 66 kV, propendiendo a un mejor aprovechamiento del territorio.</li> <li>4. Su emplazamiento en Nva. Nirivilo, actualmente en construcción, puede lograr capturar eficiencias constructivas, logrando ofertas más baratas.</li> </ol>	<p>Modificar el proyecto Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT) (ITP 4.1.6 y 8.3.7), cambiando su emplazamiento a la S/E Nva. Nirivilo.</p> <p>No eliminar la obra "Ampliación en S/E Nirivilo" del Decreto 198/2019 (ITP 5.2.1), puesto que todavía resulta necesario ampliar las barras para recibir la Nva. LAT Nirivilo - Nirivilo 2x66 kV.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien la futura subestación Nueva Nirivilo podría ofrecer un punto de abastecimiento para la demanda actualmente suministrada a través de la subestación Nirivilo, todavía no se conoce el punto de emplazamiento definitivo de aquella subestación, y por lo tanto se desconoce si estará ubicada en un lugar propicio para desviar las redes de distribución de la zona.</p> <p>Por otra parte, respecto a la solicitud de no eliminar la obra «Ampliación en S/E Nirivilo» del Decreto N°198/2019, cabe señalar que el alcance del nuevo proyecto «Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)» ya considera la ampliación de la barra de 66 kV necesaria para la conexión de la futura línea desde Nueva Nirivilo. Por consiguiente, mantener vigente la obra anterior resulta redundante e innecesario para el sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-7	Casablanca Transmisora de Energía S.A.	Ampliación S/E Las Dichas y Seccionamiento Línea 1x66 kV Litoral Central-Casablanca	4. Plan de Expansión Zonal  4.1.1 Ampliación en S/E Las Dichas y seccionamiento línea 1x66 kV Litoral Central-Casablanca	<p>El Informe Técnico Preliminar propone la ampliación de la subestación Las Dichas y el seccionamiento de la línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca, en la misma subestación. En el diagrama contenido en el documento "Anexo Observaciones Celeo", en la figura N° 1, se presenta el plano de planta de la subestación actual y en el achurado se destaca la forma en que se propone realizar la subestación. En la figura de destaca la ubicación del nuevo transformador 66/12 kV, de 30 MVA, y los paños que permitirán el seccionamiento de la línea 1x66 kV Litoral Central-Casablanca. También se destaca la ubicación para el patio de 12 kV, en donde se desarrollarán los 6 paños para los alimentadores y el paño del nuevo transformador.</p> <p>El documento "Anexo 5 – Ingenierías Conceptuales – ITP2025.pdf", en el numeral 1.1.1, describe la obra y señala que la extensión de las barras de 66 kV se realice hacia el sector norponiente, siguiendo el eje de las barras actuales, que es lo que propone Celeo en la Figura N° 1 (se adjunta el plano de planta "PIANTA AMPLIACIÓN SE LAS DICHAS").</p> <p>Esta propuesta de ubicación y disposición del nuevo patio de 12 kV permite el crecimiento natural y armónico del patio de 66 kV, en donde se espera se puedan conectar futuros proyectos de generación, algunos de los cuales ya están buscando conectarse a este paño de 66 kV. También permite ganar eficiencias económicas y constructivas, que se traducen en una reducción del valor de inversión y un mayor valor para el cliente final.</p>	Se propone que la obra "Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central-Casablanca en S/E Las Dichas", descrita en el Informe Técnico Preliminar, sea realizada de acuerdo con lo indicado en la Figura N° 1 del documento "Anexo Observaciones Celeo.pdf".	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de que el desarrollo de la obra «Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central-Casablanca en S/E Las Dichas» sea realizada de acuerdo con el diagrama propuesto en la observación (Anexo Observaciones Celeo.pdf), cabe precisar que las disposiciones presentadas en los anexos de ingeniería conceptual poseen un carácter estrictamente referencial para todas las obras. En este sentido, la disposición física definitiva y la forma en la cual deberá ser ejecutado el proyecto de ampliación se definirán en la etapa de elaboración de las respectivas bases de licitación, o bien, a partir de las ofertas técnicas presentadas por los interesados durante dicho proceso.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se hace presente que la ingeniería conceptual del proyecto elaborada por esta Comisión ya contempla la ampliación de la barra hacia el sector norponiente.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-8	Celeo Redes Chile Ltda.	Sistema de Control de Flujo del Sur	5. Modificación de Obras Establecidas en Planes de Expansión anteriores. 5.1 Decreto 13/2025 5.1.1 Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	<p>En la sección 5 del Informe Técnico Preliminar se indican la “Modificación de Obras Establecidas en Planes de Expansión Anteriores”. En el numeral 5.1.1 elimina la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli”. La CNE justifica la eliminación de este proyecto indicando que ya no presenta beneficios netos en más del 50% de los casos. Además, señala que la obra quedó desierta ya que los ofertantes presentaron valores que superaban el valor máximo establecido por la autoridad.</p> <p>Sin embargo, el artículo 75 del Reglamento de Planificación, no indica que la CNE tenga la facultad de eliminar una obra, sino que le atribuye la facultad de modificarla. En efecto, el artículo 75 del reglamento señala: “En casos excepcionales y por razones económicas, de eficiencia o seguridad, tales como, el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar un proyecto decretado en un Plan de Expansión o la necesidad de modificar las especificaciones originalmente establecidas, la Comisión podrá modificar en un nuevo Proceso de Planificación las Obras Nuevas o de Ampliación establecidas con anterioridad, siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador. El proceso de licitación y adjudicación de la respectiva obra no podrá iniciarse en el caso de que en el informe técnico preliminar de un Plan de Expansión se contemple una modificación de las señaladas anteriormente” (DS 37, Artículo 75. El destacado en nuestro).</p> <p>Como se puede observar de la lectura, el artículo 75 es parte del proceso de planificación y permite el ajustar, la modificación o la revisión de las características de las obras de expansión proyectadas, antes de que se inicie el proceso de licitación. Es importante resaltar que la última parte del artículo</p>	<p>Solicitamos dejar sin efecto la eliminación de la obra “Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli”, para que pueda ser licitada en un segundo proceso de licitación por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La potestad reglamentaria consagrada en el artículo 75° del D.S. N° 37/2019 faculta a esta Comisión para modificar, en un nuevo Proceso de Planificación, las Obras de Expansión previamente establecidas, por razones económicas, de eficiencia o seguridad o ante la existencia de nuevos antecedentes. Dicha atribución debe ejercerse e interpretarse en estricta sujeción al mandato imperativo superior de eficiencia económica consagrado en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).</p> <p>El propio artículo 75° establece un límite taxativo a dicha potestad: las obras pueden ser modificadas “siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador”. En el presente caso, dado que el primer proceso de licitación fue declarado desierto, no existe adjudicación de la obra. En consecuencia, la Comisión se encuentra plenamente habilitada, tanto jurídica como temporalmente, para revisar el proyecto en el actual proceso de planificación.</p> <p>Por su parte, el mandato procedimental de efectuar un segundo llamado a licitación tras declararse desierto el primero, previsto en el artículo 146° del D.S. N° 37/2019 y en el artículo 95° de la LGSE, presupone que el proyecto mantiene su racionalidad económica original. Sin embargo, el fracaso del proceso licitatorio, derivado de que las ofertas superaron ampliamente el valor de inversión referencial, constituye un antecedente técnico-económico objetivo y sobreviniente que altera dicha premisa.</p> <p>En efecto, tal como se consigna en el Informe Técnico Preliminar, al actualizar la evaluación incorporando los valores efectivamente observados en el mercado, el proyecto deja de presentar beneficios netos positivos para el sistema en más del 50% de los escenarios analizados. Este nuevo antecedente demuestra que la iniciativa ha perdido su rentabilidad sistémica bajo condiciones reales de mercado.</p> <p>En este contexto normativo, la aplicación del procedimiento de relicitación no puede operar de manera automática ni aislada, sino que debe subordinarse al mandato sustantivo de eficiencia</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>75, luego que establece los requisitos para modificar la obra, señala que el proceso de licitación de la obra no podrá iniciarse en caso de que el informe técnico preliminar indique una modificación. Es decir, el artículo es una herramienta de ajuste técnico previo a la licitación de la obra.</p> <p>Por otro lado, el artículo 146 del reglamento de planificación establece como se debe proceder cuando una obra de expansión ha quedado desierta en su primer proceso de licitación. El articulado señala que la obra debe volver a licitarse. Solamente en el caso que este segundo proceso de licitación resultare desierto la CNE deberá informar fundadamente al Coordinador si es necesario o no efectuar una nueva licitación. Y solamente en el caso en que no sea necesario realizar una nueva licitación la normativa señala explícitamente la eliminación del plan de expansión: "En caso de que una segunda licitación de una Obra de Expansión sea nuevamente declarada desierta, la Comisión deberá informar fundadamente al Coordinador si es necesario o no efectuar una nueva licitación. En caso de efectuarse un nuevo llamado a licitación, el Coordinador podrá modificar los plazos del proceso e introducir los demás cambios que estime pertinentes, en tanto ellos no modifiquen los términos y condiciones contenidos en el Decreto de Expansión. En caso de no ser necesario efectuar una nueva licitación, la Comisión deberá emitir un informe técnico que justifique la necesidad de no realizar la licitación de la obra respectiva, y la consecuente eliminación de la misma del Decreto de Expansión, el que será remitido al Ministerio para la dictación del decreto modificatorio que corresponda" (DS 37, artículo 146. El destacado es nuestro).</p> <p>Es decir, el artículo 75 permite una herramienta de previsión o ajuste técnico, mientras que el artículo 146 opera una vez que el proceso de licitación ya está</p>		<p>económica establecido en el artículo 87° de la LGSE. En tal sentido, forzar un segundo proceso licitatorio respecto de un proyecto que ha perdido su justificación económica, contravendría directamente el objetivo de eficiencia económica mandado por Ley para el proceso de planificación de la transmisión.</p> <p>Por consiguiente, la aplicación armónica de la facultad de modificación prevista en el artículo 75° del Reglamento, en conjunto con la exigencia legal de eficiencia sistémica consagrada en el artículo 87° de la LGSE, habilita a esta Comisión para adecuar el Plan de Expansión excluyendo la iniciativa en cuestión, a fin de resguardar el interés general y evitar sobreinversiones injustificadas con cargo a los usuarios.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>en marcha y regula que ocurre cuando no hay ofertas válidas en uno o dos intentos. El artículo 75 no sustituye ni elimina la función del artículo 146, sino que faculta modificaciones previas a la licitación, mientras que el artículo 146 del Reglamento de Planificación regula que sucede cuando una obra de expansión queda desierta en el primer proceso de licitación y su obligación de relicitarla. El artículo 146 permite la eliminación de la obra luego de un segundo proceso de licitación desierto. Por lo tanto, de acuerdo al artículo 146 del reglamento, la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli" debe ser licitada nuevamente por el Coordinador Eléctrico Nacional.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-9	Celeo Redes Chile Ltda.	Ajuste de Escenarios PELP	7.3.4 Escenarios de generación para la Planificación de la Transmisión.  7.3.4.1 Ajuste por demanda.	<p>El Informe Técnico Preliminar realiza ajustes a los Escenarios de Generación definidos por el Ministerio en la PELP. En efecto, el Reglamento de Planificación, en el artículo N° 83, señala que la Comisión Nacional de Energía “deberá ajustar cada uno de los Escenarios Energéticos definidos por el Ministerio en la Planificación Energética, definiendo la capacidad de expansión de generación y de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como su localización en las distintas barras del Sistema Eléctrico para la conformación de los EGPT. Para dichos efectos, deberá considerar la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión mediante una metodología debidamente justificada en el informe técnico” (DS 37, Artículo 83. El destacado en nuestro).</p> <p>La tabla 7-4 del Informe Técnico Preliminar muestra los resultados del primer ajuste, calificado como “ajuste por demanda”, la cual se observa en el anexo "TABLA 7-4 del Informe Técnico Preliminar calificado como “ajuste por demanda”.</p> <p>Llama la atención que el ajuste realizado por la CNE resulta en una reducción de la potencia instalada de un 43% para el Escenario 1, de un 40% para el Escenario 2, y de un 55% para el Escenario 3. En otras palabras, los “ajustes” realizados a los escenarios energéticos en el proceso de expansión de la transmisión 2025, parecen más bien una modificación profunda de los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía, a través de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).</p> <p>Analizando los ajustes realizados en el Informe</p>	<p>Se solicita a la CNE explicar el llamativo ajuste realizado a los escenarios de la PELP, que reducen entre un 40% y un 55% las proyecciones de capacidad instalada del Ministerio de Energía, y que podrían impactar en la definición de infraestructura de transmisión que Chile requiere.</p> <p>Se solicita, además, realizar un ajuste de los escenarios PELP similares a los ajustes realizados en el proceso de expansión 2024.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y en el Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión tiene el mandato imperativo de sustentar el proceso de planificación en la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) desarrollada por el Ministerio de Energía. En estricto cumplimiento de dicha norma, esta Comisión consideró la PELP para el período 2023-2027, cuyo Informe Definitivo fue emitido el 22 de abril de 2025 y fue aprobada mediante el Decreto Exento N° 203 del Ministerio de Energía, de 31 de julio de 2025.</p> <p>En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión construyó sus EGPT en base a los Escenarios Energéticos de la PELP, considerando la información proporcionada por el Ministerio sobre la localización de la capacidad de expansión de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía de los Escenarios Energéticos para todo el horizonte de análisis, ajustándolos a la proyección de demanda de energía eléctrica a utilizar en el Proceso de Planificación de la Transmisión, y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras con fecha de corte al 30 de mayo de 2025, según se indica en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>En relación con la diferencia porcentual en la capacidad instalada advertida por en la observación, se aclara técnica y metodológicamente que dicha variación obedece al tratamiento de los desarrollos de Hidrógeno Verde (H2V) contemplados en la PELP. En dicho instrumento, el abastecimiento para H2V fue modelado mayoritariamente mediante nodos aislados. En consecuencia, y en legítimo ejercicio de la facultad de ajuste metodológico del referido artículo 83°, esta Comisión replicó dicho tratamiento de forma aislada, dada la alta incertidumbre técnica existente respecto a la localización exacta, punto de interconexión y fecha efectiva de desarrollo de estos proyectos.</p> <p>En mérito de lo expuesto, al encontrarse la diferencia de capacidad debida y metodológicamente justificada en la naturaleza aislada de los consumos de Hidrógeno Verde, el ajuste realizado se enmarca en la regulación aplicable al proceso de planificación y no</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Técnico Preliminar del Plan de Expansión del 2024, en donde se consideraron 5 escenarios energéticos, los ajustes por demanda estuvieron en el rango -18% a 21%, lo cual se percibe más razonable considerando las diferencias de representación topológica que tienen los modelos del sistema de transmisión de la CNE y del Ministerio.</p> <p>Revisando el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión del 2023, en donde se consideraron 3 escenarios energéticos, los ajustes por demanda se resultaron en el rango 18% a 26%.</p> <p>Finalmente, considerando el Informe Técnico Preliminar del Plan de Expansión del 2022, en donde se volvieron a considerar 5 escenarios, el rango en que se movieron los “ajustes por demanda” estuvo en 13% a 24%, y solo uno de los escenarios tuvo un ajuste de 40%.</p> <p>De la revisión histórica de los “ajustes” realizados por la CNE a la proyección de generación, en los procesos 2022, 2023 y 2024, se observa como “profunda” la reducción de la proyección capacidad instalada en el proceso 2025, lo que impactaría directamente en las necesidades y requerimientos de infraestructura de transmisión que requiere el sector eléctrico para enfrentar los desafíos de robustez, flexibilidad y seguridad.</p>		<p>constituye una modificación arbitraria de los escenarios, desestimándose la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-10	Celeo Redes Chile Ltda.	Capacidad de transmisión en función a la temperatura y ubicación geográfica	7.3.7 Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional	<p>La sección 7.3.7 señala que los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonal han sido modelados considerando diferentes zonas térmicas geográficas, dando lugar a una capacidad operativa en MW, definida para cada circuito en función de la temperatura ambiente de operación. La CNE señala que estas consideraciones se justifican a fin de considerar los efectos de la temperatura en la infraestructura eléctrica calificadas como zonales, bajo condiciones de máxima temperatura durante los periodos estivales.</p> <p>De esta manera, los circuitos pertenecientes a los sistemas de transmisión zonales fueron clasificados según su ubicación en la zona geográfica correspondiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Para aquellas zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es superior a 30°C, se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 35°C.</li> <li>- Para las zonas cuya temperatura máxima promedio del mes de enero es inferior a 30°C y superior a 26°C, se definió utilizar una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 30°C.</li> <li>- Para el resto de las zonas (aquellas con una temperatura máxima promedio inferior a 26°C), se definió una temperatura ambiente de los circuitos correspondiente a 25°C.</li> </ul> <p>Se tienen las siguientes observaciones a la metodología planteada por la CNE.</p> <p>Metodología también debería ser aplicada a los Sistemas de Transmisión Nacional: La infraestructura de transmisión nacional también debería ser analizada de acuerdo con su ubicación geográfica y la temperatura máxima que enfrenta en los periodos estivales. No se encuentra una justificación que las instalaciones calificadas como nacionales, que están construidas con los mismos materiales, tengan una</p>	<p>Se solicita definir la temperatura que enfrentara la infraestructura de transmisión apoyándose en modelos de proyección de variables ambientales que consideren un periodo de 10 a 20 años.</p> <p>Además, se solicita que la metodología que define la capacidad operativa de las líneas de transmisión, de acuerdo con su ubicación geográfica, y que es aplicada a las instalaciones zonales, también pueda ser aplicada a las instalaciones calificadas como nacionales.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y metodológicos analizados por esta Comisión, la solicitud de homologar la metodología de zonificación térmica del segmento zonal a las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), así como la exigencia de incorporar modelos predictivos de variables ambientales a 10 o 20 años, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>Al respecto, la distinción metodológica entre ambos segmentos obedece a razones técnicas y operacionales estructurales. Para los sistemas de transmisión zonal, la determinación de zonas térmicas geográficas y su posterior clasificación considera una definición conservadora de la temperatura ambiente (conforme a lo expuesto en el capítulo 7.3.7 del Informe Técnico Preliminar). El objetivo de esta modelación es representar las condiciones más exigentes que puedan darse en el horizonte de planificación para redes que operan con flujos directamente correlacionados con la temperatura y la demanda estival local.</p> <p>Por el contrario, respecto del Sistema de Transmisión Nacional (STN), los límites de transferencia de energía no están condicionados exclusivamente por el límite térmico teórico del conductor frente a la temperatura ambiente, sino que están determinados por restricciones sistémicas y operacionales complejas. En este sentido, y en estricto cumplimiento de la normativa vigente, para la modelación del STN esta Comisión utiliza los parámetros, características técnicas y límites operativos validados e informados oficialmente por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), los cuales ya recogen integralmente las restricciones sistémicas reales y los criterios de despacho seguro del sistema.</p> <p>Finalmente, respecto de la solicitud de emplear modelos de proyección climática de 10 a 20 años para definir las temperaturas, cabe señalar que la actual metodología de zonificación empleada por esta Comisión ya incorpora márgenes conservadores que capturan de manera adecuada las exigencias máximas previsibles para el horizonte de evaluación. Por consiguiente, complejizar la</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>consideran distinto frente al impacto del cambio climático, particularmente frente al impacto del incremento de temperatura. Es más, el proceso de calificación de instalaciones va modificando la calificación de muchas instalaciones, de nacional a zonal, y viceversa. No resultaría razonable que una instalación que estuvo calificada como zonal y que se le aplicó criterios de expansión frente a temperaturas superiores a 30°, posteriormente se le apliquen consideraciones distintas solamente por el hecho de haber cambiado su calificación a zonal. El impacto del cambio climático y el persistente incremento de temperatura en distintas zonas debe estar relacionado con las características técnicas de las instalaciones, y no en base a sus características tarifarias.</p> <p>La metodología debería considerar las proyecciones de los incrementos de temperatura, y no mirar el pasado: Los efectos de cambio climático que el país está experimentando, es que el comportamiento histórico de las variables ambientales ya no se repite, sino que, por el contrario, está cambiando, y se observa un incremento no antes observado en la temperatura. Por lo tanto, la definición de las capacidades de transmisión de las líneas, y la temperatura que van a enfrentar en el futuro, debería estar basado en proyecciones de temperatura esperadas, especialmente considerando que se están modelando los flujos esperados por los próximos 20 años. La metodología que define la temperatura a la cual se va a modelar las condiciones ambientales de una línea de transmisión debería establecerse con proyecciones de temperatura para los próximos 20 años.</p>		<p>modelación incorporando proyecciones climáticas especulativas de largo plazo carece de justificación en la presente etapa.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-11	Celeo Redes Chile Ltda.	Análisis de Resiliencia	7.4.7 Etapa de Análisis de Resiliencia	<p>De acuerdo a lo establecido en el artículo 92° del Reglamento de Planificación, el análisis de resiliencia “deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otras” (DS 37, Artículo 92, primer inciso. El destacado es nuestro).</p> <p>De esta manera el Reglamento de Transmisión faculta a la Comisión Nacional de Energía para definir proyectos que otorguen seguridad de abastecimiento a los clientes finales frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto, tales como aquellos que califican como desastres naturales.</p> <p>El artículo 92 del reglamento, en el tercer inciso explicita un detalle de los desastres naturales que deben ser evaluados: “En particular, en esta etapa la Comisión analizará, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a contingencias definidas en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión, considerando, al menos, desastres naturales tales como terremotos, maremotos y aluviones” (DS 37, Artículo 92, tercer inciso. El destacado es nuestro).</p> <p>Se aprecia que la normativa nacional explicita el analizar aquellos fenómenos naturales cuyos desastres son frecuentes en nuestro territorio, tales como terremotos, maremotos y aluviones. Otro de los desastres naturales que se ha vuelto común en el nuestro país son los incendios, que afectan la zona centro y sur del país durante los periodos estivales.</p>	<p>Se solicita incorporar en el Informe Técnico Preliminar análisis de proyectos por resiliencia, que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda a clientes finales, frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto, considerando al menos desastres naturales como maremotos, incendios y aluviones.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de incorporar en la presente etapa un análisis exhaustivo y a todo evento de las variables de resiliencia propuestas por en la observación (tales como maremotos, incendios y aluviones), resulta reglamentaria y metodológicamente impropcedente.</p> <p>Al respecto, si bien el artículo 92° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) establece el análisis del comportamiento del sistema frente a eventos de baja probabilidad y alto impacto, el mismo artículo mandata expresamente que dicha evaluación se realizará frente a las "contingencias definidas en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión". Por consiguiente, la normativa faculta a esta Comisión a delimitar fundadamente el alcance de los eventos a evaluar en cada proceso anual, no imponiendo la obligación de modelar de manera indiscriminada y exhaustiva todos los desastres naturales potenciales sobre la totalidad de la infraestructura eléctrica del país.</p> <p>En este contexto, el análisis de resiliencia desarrollado en el presente proceso no tiene por objeto abarcar exhaustivamente la totalidad de eventos catastróficos teóricos, sino identificar vulnerabilidades sistémicas relevantes en el marco de la información y herramientas disponibles. Para ello, esta Comisión ha incorporado consideraciones asociadas a resiliencia sobre la base de la evidencia técnica actual, aplicándolas de manera puntual y focalizada.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, tal como se ha explicitado durante el presente proceso, esta Comisión se encuentra actualmente en una fase de revisión y desarrollo de una nueva metodología que permitirá abordar el atributo de resiliencia de manera más robusta e integral en los futuros procesos de expansión de la transmisión. En tal sentido, y considerando el carácter genérico de la solicitud presentada, se desestima la exigencia de incorporar los análisis propuestos en el presente ejercicio regulatorio.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Por otro lado, la sección 7.4.7 del Informe Técnico Preliminar, en donde se comenta la “Etapa de Análisis de Resiliencia”, se indica que se hace una separación considerando si el evento tiene impactos locales (sistema de transmisión nacional), o efectos sistémicos (sistemas de transmisión nacional).</p> <p>El párrafo cinco del numeral 7.4.7 señala que el análisis no considera impactos locales, tales como maremotos e incendios: “Por otra parte, se han identificado dos niveles de impacto de los eventos analizados, por lo que se han dividido los análisis según dichos impactos corresponde a efectos locales (Sistemas de Transmisión Zonal) o a efectos sistémicos (Sistema de Transmisión Nacional). Al respecto, y en atención a lo señalado en el numeral 7.4.4 del presente informe, con motivo del presente proceso no se incorporaron análisis de impactos locales, pero sí se utilizó la información recabada para el desarrollo de los análisis de seguridad, en aquellos casos en que se visualice algún tipo de riesgo asociado a eventos de baja probabilidad y alto impacto.” (DS 37, artículo 92, inciso 5. El destacado es nuestro).</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-12	Alfa Transmisora de Energía S.A.	Desmantelamiento de Instalaciones	<p>Anexo N° 1. Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos</p> <p>26-5. Desmantelamiento tramo de línea Aconcagua-Esperanza 2x110 kV</p>	<p>De acuerdo con el documento “Informe de Justificación del Proyecto de Desmantelamiento Línea Aconcagua-Esperanza 2x110 kV”, enviado a la CNE como parte de los antecedentes de la obra, el tramo comprendido entre las torres 82 y 102, (totalizando 21 torres) de la línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza se encuentra actualmente desenergizado, luego de la entrada en operación de la nueva línea Los Villares – Aconcagua en 110 kV, que reemplazó funcionalmente a dicha infraestructura.</p> <p>Específicamente, este último proyecto buscaba, entre otras cosas, hacer un bypass a la comuna de Los Andes, con lo cual se dejó sin uso parte de la línea original “línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza”.</p> <p>La CNE decide no incorporar esta propuesta en el proceso de planificación anual de la transmisión indicando que el artículo 87 de la Ley señala que el proceso de planificación “tiene como objeto exclusivo la determinación de las Obras de Expansión necesarias (Obras Nuevas o Ampliaciones) para el sistema, y no la propuesta o promoción de desmantelamiento de instalaciones existentes” (respuesta CNE por rechazo obra de desmantelamiento de Celeo).</p> <p>Efectivamente, el proceso expansión de la transmisión tiene por objeto identificar las obras de expansión que el sistema de transmisión requiera, incorporando en el alcance de los proyectos todas las obras necesarias para mantener la seguridad y calidad de las instalaciones.</p> <p>El inciso 4 del artículo 72 del DS 37 señala que las obras de expansión deben considerar los costos asociados y daños producidos al dueño de las instalaciones intervenidas por obras de expansión. Es decir, la definición regulatoria es que el costo que producen las obras de expansión sea considerado en</p>	<p>Se solicita incorporar al plan de expansión del año 2025 el proyecto Desmantelamiento Línea Aconcagua-Esperanza 2x110 kV, alcance que no fue incorporado en la obra que modificó y dejó sin uso parte de la línea indicada.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>El desmantelamiento de instalaciones que queden en desuso producto de la ejecución de obras de expansión no se encuentra regulado en la normativa sectorial. Por esta razón, no corresponde que la Comisión incorpore las labores de desmantelamiento como parte de una obra de expansión en el marco del proceso de planificación, y menos aún una obra cuyo único objetivo sea el desmantelamiento de instalaciones existentes, sin que exista una regulación que determine quién es el responsable de ejecutarlas y la forma en que deben ser remuneradas.</p> <p>En consecuencia, el desmantelamiento de instalaciones en los casos como el que se plantea será analizado en otra instancia, una vez que dicha materia sea regulada.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>la obra de expansión, no que se traspase hacia el dueño de la instalación intervenida.</p> <p>“Las modificaciones de instalaciones a que se hace referencia en los incisos anteriores no podrán degradar el desempeño de las instalaciones existentes, debiendo considerarse los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas” (DS 37, artículo 74, inciso 4).</p> <p>La obra fue definida en el “Informe Técnico Definitivo de Instalaciones de Transmisión Zonal de Ejecución Obligatoria”, julio de 2017 (RE 381 de 20 de julio de 2017). Al ser una obra de expansión se le puede aplicar el inciso 4 del artículo 72. Pero para esta obra no se consideraron los daños producidos por la intervención de la infraestructura existente, ni tampoco se considero el degradamiento de dejar instalaciones sin uso.</p> <p>Por ejemplo, en el Plan de Expansión 2017, el proyecto “Construcción Bypass Para La Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 Kv Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y Desmantelamiento” sí incluyó dentro de su alcance el desmantelamiento de las instalaciones desenergizadas. Por su parte, en el Plan de Expansión 2023 la Comisión no incluyó el desmantelamiento de tramos de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, argumentando que podían llegar a ser necesarios en el futuro (por ejemplo, si no se materializaba la obra que la intervenía), lo que confirma que, en entendimiento de la CNE, el desmantelamiento sí podía ser objeto de una obra de expansión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
009-13	Mataquito Transmisora de Energía S.A.	S/E La Pitavia	4.2.3 Nueva S/E La Pitavia  4.3.2.1 Descripción general y ubicación de la obra	<p>El Informe Técnico Preliminar (ITP) de la CNE propone la construcción de una nueva subestación denominada “La Pitavia”. Las características técnicas de la obra están bien descritas en el documento de la CNE. Se indica que la subestación se debe emplazar a 3 km al poniente de la subestación Cauquenes, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Cauquenes – La Vega, dentro de un radio de 2 km respecto a ese punto y considerando solamente la zona al sur del río Tutuvén. Sobre esta ubicación es importante señalar que el proyecto de SE Nva Cauquenes, de Mataquito Transmisora de Energía (MATE), originalmente se ubicaba aproximadamente a escasos 3 km de distancia del mencionado polígono.</p> <p>Sin embargo, MATE por medio de carta dirigida al Ministerio de Energía el 1 de julio de 2025, solicitó modificaciones a la obra S/E Nueva Cauquenes, mediante la aplicación del artículo 151 del DS 37, y envió antecedentes que demostraban la necesidad de cambiar la ubicación sustentando un mejor aprovechamiento del territorio dado que el área originalmente prevista para la construcción de la subestación Nueva Cauquenes se encontraba en una zona de expansión urbana, donde concurren condiciones que imposibilitaban la ejecución de una nueva subestación.</p> <p>Estos antecedentes fueron corroborados previamente por la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en la solicitud del artículo 151° del Reglamento de Planificación (DS37/2019) presentada por la SE Nueva Cauquenes. En efecto, la CNE en su Oficio 312 de fecha 23 de abril de 2025 fue explícita en señalar que “coincide con la necesidad del cambio de alcance de la Obra”. Por su parte, el CEN, en su Carta DE01535-25, de 10 de abril de 2025, dirigida al Ministerio de Energía (“Carta DE01535-25”), indicó que “ha verificado que es factible modificar el alcance de las obras”.</p>	<p>Por lo tanto, con el objetivo de evitar interferencias con la planificación territorial y la expansión urbana de Cauquenes, se solicita extender el radio de emplazamiento de la Nueva S/E La Pitavia a, al menos, 5 km desde el punto de referencia.</p> <p>También se solicita eliminar la restricción referente a que la ubicación de la subestación solo sea emplazada al sur del río Tutuvén, dado que esa es la zona donde se espera que crezca y se desarrolle inmobiliariamente la comuna de Cauquenes, y donde asimismo se tienen restricciones territoriales y ambientales contenidas en el Plan Regulador Intercomunal (Zona de inundación y protección).</p> <p>En vista de los antecedentes señalados, nuestra recomendación es desarrollar SE La Pitavia en el cuadrante Nor-Oriente, tomando como centro del plano cartesiano el punto a 3 km al poniente de la subestación Cauquenes, siguiendo el trazado de la línea 1x66 kV Cauquenes – La Vega.</p>	Ver respuesta a observación ID 001-24

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>MATE, en la referida petición de fecha 1 de julio de 2025, manifestó que se debía ampliar el radio geográfico de emplazamiento de la nueva subestación de 1.000 metros (1 km) a 3.000 metros (3 km) (cuyo punto de referencia coincide con el que se menciona para la subestación La Pitavia, que es la subestación Cauquenes), debido a la ejecución de proyectos de viviendas sociales, ya que la zona considerada originalmente para emplazar la SE Nueva Cauquenes (radio de 1.000 metros desde SE Cauquenes) estaba prevista para la expansión urbana por los instrumentos de planificación territorial del sector.</p> <p>Por otro lado, dado nuestro conocimiento en el desarrollo de proyectos de transmisión en la zona, y por nuestra relación con empresas generadoras, se ha verificado de forma manifiesta que existe un alto nivel de rechazo a proyectos de energía por parte de la comunidad, más aún en sectores cercanos a sectores urbanos donde se pretende ubicar actualmente la S/E La Pitavia. Dado lo anteriormente expuesto, es esperable que el desarrollo de este nuevo proyecto sea extremadamente difícil de emplazar en el polígono propuesto en el ITP.</p> <p>Conforme a lo indicado en el párrafo anterior, hace más sentido extender las posibilidades de ubicación de la futura subestación respecto de la establecida actualmente en el ITP. De esta manera, no solamente se darán a los oferentes más alternativas para ubicar la subestación en zonas donde no se ha visto un crecimiento demográfico e inmobiliario tan intenso como en el lugar propuesto donde prácticamente se haga inviable su materialización, sino que además permiten evitar precisamente los conflictos sociales. Como si lo anterior no fuese suficiente, por último, la ampliación del radio geográfico permitirá además garantizar el acceso abierto a las instalaciones de</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>transmisión y facilitar la expansión armónica y ordenada de la subestación. Al mismo tiempo, permitirá la concreción de otros proyectos de expansión como futuras ampliaciones a esta subestación.</p> <p>En relación con las posibles interferencias territoriales del emplazamiento propuesto en el ITP, debe considerarse que según el Plano Regulador Intercomunal – Cauquenes-Chanco-Pelluhue (Portal IPT - MINVU) aún vigente desde el 02/10/2003, se declara al sector al sur del río Tutuvén (ZRI-7) como Zona de restricción por inundación, e inmediatamente al norte del río Tutuven (ZRI-5) como zona de protección de cauces naturales. Asimismo, el municipio de Cauquenes tiene en consulta un nuevo Plan Regulador Comunal (PLAN REGULADOR COMUNAL DE CAUQUENES – ¡Juntos, planificamos la comuna!) que puede imponer mayores restricciones a los sectores ya señalados.</p> <p>Por estos motivos, MATE considera que se debe ampliar el radio del emplazamiento de la Nueva S/E La Pitavia, a al menos a 5 km desde el mismo punto de referencia considerado actualmente (SE Cauquenes), y eliminar la restricción relacionada a que la ubicación de la subestación solo sea posible al sur del río Tutuvén, dado que esa es la zona donde se espera el crecimiento demográfico e inmobiliario de la comuna de Cauquenes, y dicha localización enfrenta asimismo otro tipo de restricciones ambientales y territoriales ya señaladas anteriormente, según lo que nos han informado las autoridades locales, lo que se puede verificar de los instrumentos de planificación respectivos.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-1	Interchile S.A.	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	Justificación propuesta ID: 09-1 y 09-2	<p>Para las obras evaluadas "Segundo Banco de Autotransformadores en Nueva Lagunas" y "Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas" se da a entender que la Comisión utilizó dos casos base distintos en sus simulaciones, los que su vez son diferentes al Caso Base general definido por la CNE para el ITP PET 2025. Más aún, la Comisión no publicó el archivo OseCasDat.csv que define los archivos que lee el software OSE2000 al simular estos casos, lo que no permite reconstruir los escenarios base, estando disponible solo el archivo para los casos con proyecto.</p>	<p>Se solicita contar con los antecedentes completos de la modelación realizada para los casos base utilizados en la evaluación de estas obras, en particular el archivo OseCasDat.csv que permita identificar y comprender cuáles fueron los archivos de entrada del modelo OSE2000 empleados en todos los casos que muestra la Comisión.</p> <p>Asimismo, se requiere conocer la argumentación técnica que sustentó la decisión de utilizar casos base distintos para estas obras propuestas por Interchile, en contraste con el Caso Base general definido para el ITP PET 2025, el cual fue utilizado en la evaluación de la mayoría de las obras que se estudiaron.</p> <p>Lo anterior cobra especial relevancia considerando que estas obras ya han sido evaluadas previamente por la Comisión, por lo que cualquier modificación de los casos base debería ser incorporada también al escenario base común, de modo que dichos efectos queden debidamente reflejados en la evaluación de todas las obras consideradas en el Plan de Expansión.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de fundamentar la decisión técnica de utilizar un caso base particular y distinto al caso base general para la evaluación de estas obras, cabe señalar que en todos los proyectos estudiados se realiza un análisis de la modelación del sistema local relevante, lo que puede implicar la necesidad de adaptar o aumentar el detalle del caso base.</p> <p>Para el caso particular de las obras «Segundo Banco de Autotransformadores en Nueva Lagunas» y «Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas», se identificó que existen restricciones del sistema contiguo que afectan el límite 500/220 kV en la S/E Nueva Lagunas, así como instalaciones dedicadas que influyen en la evaluación. Por lo tanto, fue metodológicamente indispensable analizar estos efectos considerando un caso base particular, de manera de identificar con precisión el impacto en la operación del sistema local.</p> <p>Por ende, no se acoge la petición de homologar este caso base particular al escenario base común del resto del Plan de Expansión, toda vez que las particularidades operativas modeladas responden a requerimientos topológicos y restricciones específicas de la zona de Lagunas para la correcta simulación de estas obras en particular, no resultando procedente ni necesario extrapolar dichas restricciones locales a la modelación macro del resto de las instalaciones nacionales.</p> <p>Por otro lado, atendiendo a la solicitud de disponibilizar la información, se adjuntan el archivo OseCasDat.csv y otros complementarios que componen el caso referido en los anexos del presente Informe Técnico Final.</p> <p>Finalmente, constatando que la formulación de la empresa se restringe a una solicitud de entrega de antecedentes y a requerir la justificación de un parámetro de modelación, careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar las obras al plan de expansión, se da por respondida la consulta técnica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-2	Interchile S.A.	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	Justificación propuesta ID: 09-1 y 09-2	<p>Para las obras evaluadas "Segundo Banco de Autotransformadores en Nueva Lagunas" y "Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas", tanto en el Caso Base respectivo como en el Caso con Proyecto existen tramos en 220 kV en la zona que se modelan sin tener activos los límites de capacidad, lo que impacta en la evaluación de estas obras. De tener activos estos límites, se verían congestiones en ciertos tramos que no se encuentran reflejadas en los resultados del ITP PET 2025. Esto al menos ocurre para los siguientes tramos: Lagunas Aux 4 220-&gt;Collahuasi 220 I, Lagunas Aux 4 220-&gt;Collahuasi 220 II, Lagunas 220-&gt;Lagunas Aux 4 220, Collahuasi 220-&gt;Collahuasi 2 220, Encuentro Aux 2 220-&gt;Collahuasi 2 220 I, (Ei) Encuentro 220-&gt;Collahuasi 2 220 II y Encuentro 220-&gt;Encuentro Aux 2 220.</p>	<p>Se solicita que las simulaciones consideren los límites de flujo máximo activos para todas los tramos modelados. En caso de que la Comisión estime que es razonable modelar algunos tramos sin limitación, se solicita un análisis fundado que muestre que dicha simplificación no introduce distorsiones en la evaluación de las obras.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de que las simulaciones del caso base consideren los límites de flujo máximo activos para todos los tramos modelados correspondientes a líneas dedicadas, no se acoge la petición. Al respecto, es imperativo precisar que, conforme al artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el proceso de planificación reglado tiene por objeto exclusivo el desarrollo de los sistemas de transmisión Nacional, Zonal y para Polos de Desarrollo. Las instalaciones de transmisión dedicada, por su propia definición legal, obedecen a objetivos estrictamente privados o al abastecimiento de clientes libres, quedando su eventual expansión fuera del alcance y responsabilidad del proceso de planificación centralizado.</p> <p>En consideración a lo anterior, se precisa que, en general, la metodología de evaluación no asume las restricciones de capacidad de las líneas dedicadas como congestiones sistémicas que deban ser resueltas mediante el proceso de expansión. Lo anterior puesto que, la capacidad de las instalaciones dedicadas proviene en principio, de un diseño y dimensionamiento que corresponde a decisiones de privados, fuera del ámbito de la planificación. Por consiguiente, se asume que los propietarios de dichos sistemas realizarán a su propio costo y riesgo la expansión de sus instalaciones en la medida que su demanda privada lo exija. Únicamente, en caso de que se identifique que una restricción en un sistema dedicado genera un efecto sistémico comprobable que afecte el desempeño de la red de servicio público, esta Comisión podría eventualmente evaluar su intervención y eventual cambio de calificación, evitando así la introducción de ineficiencias o subsidios cruzados.</p> <p>En el caso particular de los tramos referidos por la empresa en la zona de Lagunas y Collahuasi, esta Comisión verificó que los flujos son de baja envergadura, operan cercanos a los límites de las líneas dedicadas y fluyen principalmente en la dirección de la demanda conectada en dichos sistemas, de manera que no se identificó un efecto sobre las evaluaciones efectuadas, ni una necesidad sistémica debido a este supuesto.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>Sin perjuicio de lo anterior, y acogiendo parcialmente la observación en cuanto a la solicitud de presentar un análisis fundado que demuestre la ausencia de distorsiones, en los anexos del presente Informe Técnico Final se exponen explícitamente las simulaciones considerando los límites activos a 35°C con sol para las obras «Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas» y «Segundo Banco de Autotransformadores en Nueva Lagunas», junto con el ajuste del límite del primer transformador 500/220 kV en S/E Lagunas. A su vez, se adicionan los casos de sensibilidad, asumiendo que el propietario de las líneas 2x220 kV Encuentro - Collahuasi y 2x220 kV Collahuasi - Lagunas expande estas instalaciones a consecuencia del aumento de su consumo libre.</p> <p>Finalmente, constatando que la formulación de la empresa se restringe a solicitar el cambio de un parámetro de simulación (activación de límites de flujo en sistemas dedicados) y a requerir un análisis fundado, careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar, modificar o eliminar obras del plan de expansión, se da por aclarada la consulta técnica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-3	Interchile S.A.	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	Justificación propuesta ID: 09-1	<p>Para la obra "Segundo Banco de Autotransformadores en Nueva Lagunas", se constata en los archivos disponibles que el límite de capacidad del primer transformador 500/220 kV en la subestación Nueva Lagunas se modeló en 550 MW (caso sin proyecto). Lo anterior, sin perjuicio que como se señaló en una observación anterior, no es posible verificar directamente que dicho archivo corresponda a lo efectivamente evaluado.</p> <p>En función de antecedentes más recientes (ver informe adjunto), así como lo expuesto por el Coordinador en la Propuesta al Plan de Expansión de la Transmisión 2026, en específico en la sección 1.1.1.4 "Justificación necesidad del proyecto" del Anexo 1: Descripción de Obras de Propuestas de la propuesta (<a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/01/Anexo-I-Descripcion-de-Obras-de-Propuestas.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/01/Anexo-I-Descripcion-de-Obras-de-Propuestas.pdf</a>, página 11), la capacidad segura con la que se debería operar el primer transformador, considerando el enmalle de la zona, debería ser del orden de 320 MW.</p>	Se solicita ajustar el límite de capacidad utilizado para el primer transformador 500/220 kV de la subestación Nueva Lagunas al valor determinado por el Coordinador (320 MW) o por Interchile (394 MW cuando hay un transformador 500/220 kV y 848 MW cuando hay dos transformadores 500/220 kV. Ver Informe anexo), para el caso sin proyecto.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de ajustar el límite de capacidad utilizado para el primer transformador 500/220 kV de la subestación Nueva Lagunas en el caso base (sin proyecto), homologándolo a los valores propuestos por el Coordinador Eléctrico Nacional en el marco del proceso de expansión correspondiente al año 2026, no se acoge la petición. Al respecto, cabe precisar que el proceso de planificación de la transmisión es anual, reglado y preclusivo. Pretender alterar las bases de datos, parámetros y modelaciones del proceso de expansión 2025 utilizando como justificación propuestas preliminares pertenecientes a un proceso regulatorio futuro y distinto (Plan 2026), resulta procesal y metodológicamente improcedente. En el marco del presente proceso, el límite estimado y utilizado en la evaluación expuesta consideró adecuadamente las restricciones de flujo identificadas en las simulaciones sistémicas, en particular respecto a la contención de los flujos en sentido de sur a norte.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y acogiendo parcialmente la observación, en los anexos del presente Informe Técnico Final se exponen las evaluaciones que consideran un límite en el sentido de norte a sur de 340 MW, y en el sentido de sur a norte un límite cercano a los 520 MW. Cabe mencionar que el tramo se encuentra limitado en ambos sentidos por las líneas de menor capacidad entre S/E Lagunas y S/E Frontera.</p> <p>A su vez, se adicionan los casos de sensibilidad asumiendo que el propietario de las líneas de transmisión dedicada 2x220 kV Encuentro - Collahuasi y 2x220 kV Collahuasi - Lagunas expande estas instalaciones a su propio costo a consecuencia del aumento de su consumo libre.</p> <p>Finalmente, constatando que la formulación de la empresa se restringe a solicitar el ajuste de un parámetro de simulación (límite de capacidad del primer transformador 500/220 kV en S/E Nueva Lagunas), careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar, modificar o eliminar obras del plan de expansión, se da por aclarada la consulta técnica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-4	Interchile S.A.	Observación general	Observación general	Se observa que en la evaluación de otras obras el límite de capacidad modelado para el primer transformador en la subestación Nueva Lagunas se mantiene en 750 MW, tanto para los casos sin y con proyecto, lo que podría estar afectando la evaluación de otras propuestas de manera no consistente.	Se solicita ajustar el límite de capacidad utilizado para el primer transformador 500/220 kV de la subestación Nueva Lagunas al valor determinado por el Coordinador para todos los casos simulados en que no se amplíe la capacidad de este tramo.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Se han revisado de manera particular aquellas obras específicas cuya evaluación pudiese verse afectada por las restricciones de este equipo. Dicha revisión se encuentra debidamente reflejada en los casos base específicos utilizados en cada simulación, lo cual es expuesto en los anexos del presente Informe Técnico Final.</p> <p>Asimismo, en atención a la actualización continua de los parámetros de la red, la revisión y eventual modificación de este límite de capacidad en base a los nuevos estudios operativos del Coordinador Eléctrico Nacional será materia de análisis e incorporación en el modelamiento del proceso de expansión correspondiente al año 2026.</p> <p>Finalmente, constatando que la formulación de la empresa se restringe a solicitar el ajuste de un parámetro de simulación general (límite de capacidad del primer transformador 500/220 kV en S/E Nueva Lagunas), careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar, modificar o eliminar obras del plan de expansión, se da por aclarada la consulta técnica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-5	Interchile S.A.	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	Justificación propuesta ID: 09-3	<p>La CNE no evaluó la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo 2x220kV_Andes Monte Mina y Nueva Línea de transmisión 1x220kV Andes - Tap Off Oeste - Laberinto", indicando que postergará el análisis para el Plan de Expansión del año 2026, argumentando "...la complejidad técnica y sistémica del área de la S/E Jadresic, la existencia de múltiples alternativas de expansión directa e indirectamente asociadas a dicha área, y la necesidad de evaluar de manera integrada sus impactos técnicos, económicos y regulatorios...".</p> <p>El Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS37/2019), no contempla la posibilidad de que la CNE postergue de forma unilateral la evaluación de un proyecto a un proceso posterior, en la medida que la propuesta del promotor cumpla con los requisitos mínimos de admisibilidad. En particular:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El Artículo 108° del Reglamento establece que las propuestas de expansión deben ser evaluadas siempre que cumplan con los requisitos mínimos de información técnica y económica definidos por la normativa y los documentos técnicos asociados.</li> <li>- El Artículo 109° faculta a la CNE a solicitar antecedentes complementarios, aclaraciones, o incluso a desestimar propuestas, únicamente en aquellos casos en que no se cumpla con dichos requisitos mínimos, configurando una potestad reglada y no discrecional.</li> </ul> <p>La obra presentada por Interchile cumplió con las formalidades exigidas, ya que no forma parte del listado de proyectos excluidos por incumplimiento de antecedentes mínimos, por lo que la CNE está incumpliendo con la normativa vigente al no evaluar el proyecto.</p> <p>A mayor abundamiento, el Artículo 87° del Reglamento es claro al señalar que en la etapa de análisis preliminar la Comisión debe revisar la</p>	Se solicita hacer la evaluación de la obra.	No se acoge la observación. En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>prefactibilidad de todas las propuestas presentadas, las que posteriormente pasan a la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional. Esta justamente en esta última etapa en que se puede realizar el contraste de alternativas y la evaluación de soluciones en escenarios de alta complejidad sistémica, como el que caracteriza a la zona de la S/E Jadresic.</p> <p>La misma Comisión menciona que las expansiones en esta zona ya fueron objeto de análisis y controversia en el PET 2024, por lo que no resulta razonable argumentar falta de tiempo o de condiciones para realizar una evaluación más acabada, más aún cuando la Comisión no especifica en qué consistiría dicha evaluación integrada adicional. Esta decisión solo contribuye a postergar la implementación de soluciones en una zona que ya presenta, y continuará presentando en el corto plazo, congestiones relevantes de transmisión, particularmente en el entorno de la subestación Andes, las que podrían extenderse a otros tramos del sistema a medida que entren en operación los sistemas de almacenamiento (BESS) actualmente en construcción en la zona norte.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
010-6	Interchile S.A.	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	Justificación propuesta ID: 09-2	Para la obra "Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas", se observa que en el caso base se considera una capacidad de 205 MW para el tramo Lagunas - Collahuasi (la que se refleja mediante el tramo auxiliar Lagunas 220->Lagunas Aux 4 220). Sin embargo, de acuerdo a los antecedentes entregados por Interchile con motivo de la presentación de la obra, la capacidad de esta línea sin proyecto debiese ser de 171 MW.	Se solicita ajustar el límite de capacidad en el tramo Lagunas - Collahuasi al valor de 171 MW para el caso sin proyecto.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión concuerda con la empresa en cuanto a la pertinencia de modelar el corredor de transmisión involucrado considerando el límite de 171 MW indicado, para la evaluación del proyecto "Sistema de Control de Flujo 2x220kV Lagunas-Collahuasi en Lagunas". Atendido lo anterior, se procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación y a reevaluar la propuesta ajustando los límites de transferencia respectivos.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones, se constató que, aun considerando los ajustes paramétricos solicitados, el proyecto continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados en los primeros años de su puesta en servicio. En consecuencia, al no dar cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no resulta procedente su incorporación al presente Plan de Expansión. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final.</p> <p>Finalmente, constatando que la formulación de la empresa se restringe a una solicitud de entrega de antecedentes y a requerir la justificación de un parámetro de modelación, careciendo de una petición concreta e inequívoca para incorporar las obras al plan de expansión, se da por respondida la consulta técnica.</p>
011-1	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén	4.2.4.1, párrafo 4	El polígono definido en el ITP se superpone con zonas clasificadas como Merced de Tierra, condición que restringe la disponibilidad efectiva de predios para su adquisición o uso. Adicionalmente, el trazado proyectado de la Línea de Transmisión Eléctrica también atraviesa sectores denominados como Merced de Tierra, lo que incrementa las limitaciones territoriales y jurídicas para su desarrollo.	Se propone reevaluar y ampliar el radio de localización propuesto para la subestación.	Ver respuesta a observación ID 000-16

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
011-2	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Nueva S/E Pichidangui	4.2.1, párrafo 5	<p>El área considera sectores con presencia de especies de flora clasificadas en categoría de conservación. La eventual interacción con estas especies podría generar impactos significativos que, conforme a la Ley N°19.300 y su Reglamento del SEIA, obligarían a ingresar el proyecto mediante un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), proceso que implica mayores requerimientos técnicos y un plazo de tramitación sustantivamente más extenso que una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).</p> <p>En este contexto, la ampliación del radio permitiría identificar alternativas de emplazamiento fuera de los sectores ambientalmente sensibles, reduciendo la probabilidad de afectar especies protegidas y evitando con ello la activación de causales de ingreso por EIA. Asimismo, esta ampliación fortalecería la viabilidad socioambiental y regulatoria del proyecto.</p>	Se propone reevaluar y ampliar el radio de localización propuesto para la subestación.	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Respecto a la solicitud de ampliar el radio de emplazamiento, esta no se acoge. El área protegida dentro del radio involucra al Santuario de la Naturaleza Cerro Santa Inés, el cual se emplaza en el límite sur, constituyendo una porción pequeña que no restringe la factibilidad constructiva en el resto del área. Por otro lado, la principal zona problemática es el área inundable en la costa de Pichidangui, riesgo que se omite al establecer como condición que el emplazamiento se realice al oriente de la Ruta 5 Norte. Según lo descrito, al existir superficie factible suficiente, no se advierte la necesidad de aumentar el radio de emplazamiento.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, se acoge lo planteado en la observación sobre la presencia de especies en categoría de conservación que obligarían a tramitar el proyecto mediante un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), por lo que se incorpora un aumento en el plazo constructivo para la ejecución de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
011-3	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Nueva S/E Isabel Riquelme	3.2.1.1, párrafo 6	<p>El radio de localización definido para la Subestación Isabel Riquelme comprende las comunas de Lo Prado, Estación Central, Pudahuel, Cerrillos y Maipú, todas reguladas por las disposiciones del Plan Regulador Metropolitano de Santiago (PRMS), instrumento de planificación territorial actualmente vigente.</p> <p>Conforme al polígono definido para el proyecto, se identifican escasas áreas con condiciones efectivas para el emplazamiento de la subestación. Sin perjuicio de lo anterior, una proporción significativa de dichas superficies se encuentra actualmente ocupada por edificaciones, proyectos consolidados u otros usos urbanos, lo que reduce de manera sustantiva la disponibilidad real de predios aptos para albergar la infraestructura eléctrica requerida.</p>	Se propone reevaluar y ampliar el radio de localización propuesto para la subestación.	<p>Se acoge la observación.</p> <p>Tras evaluar lo señalado por la empresa respecto a la alta ocupación urbana de la zona, y luego de revisar nuevamente los predios disponibles en el sector, se determinó que ampliar el radio de emplazamiento a 5 km en torno al Tap Pajaritos supone una mayor cantidad de terrenos factibles para la construcción de la subestación.</p> <p>En consecuencia, se actualizará la descripción de la obra en el Informe Técnico Final, modificando el radio referencial de emplazamiento de la Nueva S/E Isabel Riquelme a 5 kilómetros.</p>
011-4	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.	Nueva S/E Isabel Riquelme	3.2.1.1	<p>De acuerdo con el Anexo N°5, como exigencia de diseño la subestación debe ser en tecnología GIS dado el poco espacio que hay en el lugar que proponen emplazar la subestación. Se observa que las capacidades de barra que solicitan resultan significativamente elevadas desde un punto de vista técnico-comercial.</p> <p>Actualmente los fabricantes no disponen de soluciones GIS con dichas capacidades de barras para los niveles de tensión de la subestación (5,2kA en 220kV y 1500 MVA en 110 kV), lo que obliga a buscar soluciones que no optimas en el diseño. Esta situación implica a considerar una tensión de diseño superior para lograr esa capacidad, significando una sobreestimación innecesaria del equipamiento de la GIS.</p>	Se propone revisar y ajustar las capacidades de barras requeridas, de manera que sean coherentes con las condiciones reales de operación del sistema en la zona donde se emplazara la subestación. De esta forma, se encontraran soluciones disponibles comercialmente en el mercado y se aprovecharan todas las ventajas que ofrece la tecnología GIS.	Ver respuesta a la observación N° 000-19.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
012-1	UKA Chile y Compañía	0	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos. ID Propuesta 02-01: "Cambio conductor de la línea 2x220 kV Centella - Quillota"	<p>Se indica que el proyecto propuesto no presenta beneficios económicos en al menos el 50% de los escenarios analizados. Sin embargo, solicitamos revisar las capacidades utilizadas en las simulaciones en OSE, ya que no coinciden con la información disponible en la plataforma de Infotécnica del Coordinador. Información Infotécnica: Con sol: 25°C 0.45998 (175 MVA); 35°C 0.25956 (99 MVA). Mientras que la capacidad utilizada en OSE es de 200.6 MVA por circuito, la cual al año 2028 aumenta a 350 MVA. Suponemos que el aumento de capacidad se debe a la incorporación del sistema de control de flujos que se instalará en la S/E Punta Sierra. Sin embargo, dicho sistema no permitirá incrementar la capacidad en el tramo Centella - Quillota, sobre todo considerando que habrá inyección (varios proyectos BESS aprobados en Acceso Abierto) directamente en la S/E Centella.</p> <p>Por lo indicado anteriormente, solicitamos evaluar nuevamente la obra "Cambio de conductor de la línea 2x220 kV Centella - Quillota" sin considerar el incremento a 350 MVA en el año 2028.</p>	0	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>Esta Comisión analizó los antecedentes expuestos en la observación respecto a las capacidades utilizadas en las simulaciones y la pertinencia de modelar el corredor de transmisión involucrado considerando los límites térmicos dispuestos en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional.</p> <p>Atendido lo anterior, esta Comisión procedió a actualizar el caso base en el modelo de simulación y a reevaluar la propuesta ajustando los límites de transferencia respectivos.</p> <p>Sin embargo, tras la ejecución de las nuevas simulaciones, se constató que, aun considerando los ajustes paramétricos indicados en la observación, el proyecto continúa sin evidenciar beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. El detalle de esta reevaluación, con los límites N-1 debidamente ajustados, se encuentra disponible en los anexos del Informe Técnico Final.</p> <p>En consecuencia, al no darse cumplimiento al estándar de eficiencia operacional mandado por el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), resulta técnica y jurídicamente improcedente la incorporación de la obra al presente Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
012-2	UKA Chile y Compañía	3.2.2.1.	S/E Yutreco	Se establecen dos posiciones disponibles para la conexión de nuevos proyectos. Considerando la cantidad de proyectos que han enviado solicitudes de Acceso Abierto en la zona (5 en la S/E Rahue o líneas aledañas dedicadas; 14 en S/E Frutillar Norte o líneas aledañas; y 9 en S/E Nueva Pichirropulli), se espera que cuando estén habilitados los nuevos puntos haya gran competencia en la zona. En base a los antecedentes expuestos, se recomienda agregar más posiciones para la conexión de nuevos proyectos.	3.2.1.1. La configuración del patio de 220 kV corresponderá a interruptor y medio, con capacidad de barras de, al menos, 2.000 MVA con 75°C en el conductor y 35 C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para siete diagonales	Se acoge parcialmente la observación. Se modificará la descripción de la S/E Yutreco de manera de incorporar espacio en barras y plataforma para una diagonal adicional, de manera de ofrecer cuatro posiciones en 220 kV para proyectos en la zona.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
013-1	wpd Malleco SpA	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli - Tineo y ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT), nuevo patio 500 kV y ampliación patio 220 kV	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	<p>La CNE indica que:: " la evaluación realizada se desprende que la factibilidad de la solución propuesta se encuentra condicionada al desarrollo previo de la línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, la cual actualmente se encuentra en etapa de Estudio de Franjas, sin que exista aún certeza respecto de su trazado definitivo ni de su materialización. En este contexto, y considerando que la evaluación del mérito técnico-económico del proyecto depende directamente de la definición e implementación de dicha obra, no resulta posible acreditar en esta etapa los beneficios asociados a la reducción de los costos de operación y de falla del sistema. En consecuencia, de conformidad con lo establecido en el Artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos y lo dispuesto en el Artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), no se acoge la propuesta para ser incorporada en el presente Informe Técnico del Plan de Expansión de la Transmisión, con el objeto de contar con mayores antecedentes y certeza respecto del desarrollo de la línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli."</p> <p>Sin embargo, la CNE en el mismo informe excluye la obra "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli", y señala que "los beneficios que justificaban su incorporación se concentran antes de la puesta en servicio de la línea 2x500 kV Digüeñes - Pichirropulli.</p> <p>Por lo tanto, resulta contradictorio que para una obra señalen que no se puede evaluar hasta contar con mayores antecedentes y certeza respecto del desarrollo de la línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli; y para otra obra consideren como existente la nueva línea mencionada.</p> <p>Por lo expuesto, solicitamos amablemente a la CNE que evalúen la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli - Tineo y ampliación en</p>	0	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, no se advierte la contradicción esgrimida en la observación, toda vez que las decisiones referidas responden a fundamentos técnicos, económicos y normativos autónomos y debidamente justificados.</p> <p>La decisión de no acoger la propuesta "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli - Tineo y ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT), nuevo patio 500 kV y ampliación patio 220 kV" se fundamenta en que su mérito técnico-económico depende directamente del desarrollo previo de la línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, obra que actualmente se encuentra en etapa de Estudio de Franjas, sin que exista aún certeza respecto de su trazado definitivo ni de su materialización. En este contexto, no resulta posible acreditar en esta etapa los beneficios asociados a la solución propuesta. Adicionalmente, se observa que la propuesta presentada no considera la incorporación de transformadores 500/220 kV en la S/E Nueva Pichirropulli, lo que implica que la línea energizada en 500 kV quedaría conectada en vacío en dicha subestación, limitando su funcionalidad sistémica y dificultando la materialización de los beneficios operacionales señalados en la propuesta.</p> <p>Por otra parte, la eliminación del proyecto "Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli" responde a fundamentos distintos. En el marco del presente proceso de planificación, la Comisión evaluó dicha obra considerando los antecedentes disponibles y concluyó que no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados, criterio establecido conforme a lo dispuesto en el artículo 75° del Reglamento de Planificación de la Transmisión, considerando los nuevos valores de costo asociados a la tecnología observados en el proceso de licitación. En efecto, el proceso de licitación llevado a cabo por el Coordinador evidenció que las ofertas económicas recibidas superaron ampliamente el valor máximo definido para la obra, lo que derivó en que la licitación fuese declarada desierta, confirmando que los costos asociados a la tecnología considerada son significativamente</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>S/E Tineo (NTR ATAT), nuevo patio 500 kV y ampliación patio 220 kV", considerando la línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli, al igual como lo hicieron con la obra que modificaron.</p>		<p>superiores a los estimados durante la etapa de planificación y que, bajo dichas condiciones, la obra no resulta económicamente eficiente.</p> <p>En consecuencia, no existe contradicción entre ambas decisiones, toda vez que la propuesta de energización en 500 kV depende estructuralmente de la materialización de una obra futura cuya definición aún se encuentra en desarrollo, mientras que la eliminación del sistema de control de flujo se sustenta en la evaluación económica desfavorable de dicha solución bajo las condiciones actuales del sistema y del mercado.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
013-2	wpd Proyectos Chile Cinco SpA	Nueva Seccionadora Chivato	Anexo 1: Resultado de la evaluación de proyectos propuestos	<p>La CNE decidió no incorporar el proyecto “Nueva S/E Seccionadora Chivato” fundado, únicamente, en que no existirían otros proyectos de generación, además del proyecto Los Mostos, que requieran su conexión. No obstante, existen numerosos proyectos de generación en las cercanías de la zona en donde se emplazaría la “Nueva S/E Chivato” que hacen recomendable su incorporación en el Plan de Expansión 2025.</p> <p>A continuación, se mencionan algunos proyectos de generación que tienen como punto de conexión la zona en que se emplazaría la “Nueva S/E Chivato” (secciona la línea 2x220 kV Nueva Casablanca (Las Dichas) - Alto Melipilla). S/E Las Dichas (o Nueva Casablanca): Acuyo Solar, PF Michigan, PF Manantiales, PFV Queulat, PF Viñedo Solar, BESS Orrego; S/E Alto Melipilla: BESS Huechún, El Arroyo, El Radal, El Torreón, PFV El Estero, Tucúquere, entre otros.</p> <p>Al respecto, es importante señalar que estos proyectos son promovidos por distintas empresas, y no solo por wpd, por lo que es evidente el interés generalizado de los desarrolladores de proyectos por conectar proyectos de generación en esta zona. Esto demuestra que en esta zona del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) existe un potencial solar relevante que requiere puntos de conexión más cercanos (lo que permitirá, además, reducir sus costos de conexión), con el objeto de evacuar la energía eléctrica que generan.</p> <p>En este sentido, el Panel de Expertos ha señalado que es procedente la incorporación de obras al plan de expansión cuando existe interés de desarrollar proyectos de generación en la zona, lo que se puede identificar a través de las solicitudes de conexión por acceso abierto ante el Coordinador (dictámenes de Discrepancia 7-2021, correspondiente al Plan de</p>	0	<p>La empresa que realizó la observación no se encuentra inscrita en el registro de participación establecido en el artículo 90° de la Ley General de Servicios Eléctricos y el artículo 121° del Reglamento de Planificación (D.S. N° 37/2019). Por lo anterior, y en conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 111° y en el artículo 121° del mismo reglamento, no se encuentra habilitada para formular observaciones al Informe Técnico Preliminar del proceso de planificación correspondiente al año 2025, entendiéndose la observación por no presentada.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Expansión 2020, y de Discrepancia 7-2022, correspondiente al Plan de Expansión 2021). Este es precisamente el supuesto en el que nos encontramos tratándose de la obra “Nueva S/E Chivato”, por lo que su incorporación al plan de expansión 2025 es atendible también en virtud de la jurisprudencia del Panel de Expertos.</p> <p>Por otro lado, a partir de los análisis ejecutados por wpd el año 2025, se observó que en el caso base con el plan de obras considerado, los escenarios evaluados muestran que la subestación seccionadora Chivato permite la evacuación de la energía renovable de la zona sin disminuir la confiabilidad y seguridad del SEN.</p> <p>En consecuencia, en atención a los antecedentes expuestos, solicitamos incorporar el proyecto de expansión “Nueva S/E Seccionadora Chivato” en el Informe Final del Plan de Expansión 2025.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
015-1	Chilquinta Transmisión S.A.	MODIFICACIÓN DE OBRAS ESTABLECIDAS EN PLANES DE EXPANSIÓN ANTERIORES	5.1.1-5.1.1.1.	Es necesario reevaluar la eliminación de la obra de expansión Nuevo Sistema de Control de Flujo para Tramos de 220 kV Ciruelos - Nueva Pichirropulli por una obra alternativa o complementaria la sistema 220 kV.	Se propone cambiar la eliminación por reevaluación del proyecto en el punto 5.1.1.1 Modificaciones. Reevalúese la obra de expansión "NUEVO SISTEMA DE CONTROL DE FLUJO PARA TRAMOS 220 KV CIRUELOS - NUEVAPICHIRROPULLI"	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Respecto de la solicitud de reevaluar la eliminación del proyecto «Nuevo Sistema de Control de Flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli», cabe señalar que, en el marco del presente proceso de planificación anual de la transmisión, la Comisión revisó los antecedentes asociados a dicha obra, previamente incorporada mediante el Decreto Exento N°13 de 2025, concluyéndose que no presenta beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios evaluados, por lo que la Comisión ejerció la facultad establecida en el artículo 75° del Reglamento de Planificación de la Transmisión. Adicionalmente, el proceso de licitación llevado a cabo por el Coordinador evidenció que las ofertas económicas recibidas superaron ampliamente el valor máximo definido para la obra, lo que derivó en que la licitación fuese declarada desierta, confirmando que los costos reales asociados a la tecnología considerada son significativamente superiores a los estimados durante la etapa de planificación. En este sentido, y en estricta coherencia con el mandato imperativo de eficiencia económica consagrado en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la exclusión de la iniciativa resulta procedente y necesaria para evitar sobreinversiones injustificadas con cargo a los usuarios.</p> <p>En lo relativo a la solicitud de evaluar e incorporar en el presente proceso una obra alternativa o complementaria genérica al sistema de 220 kV, cabe recordar que la etapa de observaciones al Informe Técnico Preliminar tiene por objeto exclusivo formular reparos sobre las evaluaciones y resultados contenidos en dicho documento, no constituyendo la instancia procesal idónea para proponer nuevas iniciativas que no fueron presentadas formalmente en la etapa correspondiente. En tal sentido, acceder a evaluar un proyecto nuevo en esta etapa del proceso vulnera el principio de preclusión y el diseño reglado de la planificación. En consecuencia, cualquier alternativa estructural para abordar las necesidades de dicho corredor deberá ser promovida formalmente por los interesados o por el Coordinador Eléctrico Nacional, aportando los antecedentes técnicos y económicos respectivos, durante la etapa de convocatoria de futuros procesos de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>Sin perjuicio de lo anterior, la zona y sus eventuales alternativas de refuerzo serán analizadas con mayor detalle por la CNE en futuros procesos de planificación de la transmisión, a fin de evaluar la solución técnicamente más adecuada para el sistema.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
015-2	Chilquinta Transmisión S.A.	Obras de Ampliación - Sistema C	4.1.1	Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas	<p>Se solicita dejar explícitamente indicados los límites de propiedad del seccionamiento del circuito 1x66 kV Litoral Central - Casablanca.</p> <p>Propuesta: indicar que las estructuras de seccionamiento nuevas serán el límite de propiedad entre las empresas Chilquinta Transmisión y Casablanca Transmisora de Energía.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A juicio de esta Comisión, la forma en que están establecidos los alcances de los proyectos en el Informe Técnico Preliminar permiten determinar de manera clara los límites de propiedad entre las instalaciones de las empresas Chilquinta Transmisión y Casablanca Transmisora de Energía, dado que el alcance de la obra propuesta es hasta el punto de seccionamiento. Por consiguiente, no se advierte la necesidad de incorporar la indicación explícita propuesta por la empresa en la descripción de la obra.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
020-1	Acciona Energía Chile SpA	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	3	<p>En el Plan de Expansión del año 2024, fue eliminada la obra "Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas (Jadresic) - Lo Aguirre" mediante la aplicación del artículo 75º del Reglamento de Planificación (DS37). Por su parte, al efectuar la comparación de los criterios de desarrollo de la generación utilizados para determinar cada uno de los Planes de Expansión, se observa que estos han ido cambiando de manera relevante entre los años, lo cual podría incidir en que obras fuesen eliminadas, en instancias que eran estrictamente dependientes de los criterios señalados.</p> <p>En la actualidad, se ha observado un déficit importante de infraestructura de transmisión que permita propender a la formación de un mercado eléctrico común y que facilite el despliegue masivo del potencial renovable, y el presente Plan no se hace cargo de dicha falta de infraestructura en instancias que solo una de las cuatro obras de expansión de transmisión nacional representa un aumento efectivo de la capacidad de transmisión del sistema. Obras como la antes señalada, permitían un aumento efectivo de las capacidades de transmisión del sistema que corresponde a lo que precisamente se requiere con premura para permitir un desarrollo efectivo del potencial de la zona norte, que actualmente se encuentra estancado por la falta de soluciones estructurales.</p>	<p>En virtud de lo observado se solicita la reincorporación de la obra "Sistema de Control de Flujo mediante Almacenamiento Parinas (Jadresic) - Lo Aguirre" en el numeral "3- Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional", o en su defecto la incorporación de alguna obra de expansión de la transmisión nacional que permita el incremento de capacidad de transporte en a lo menos 500 MW.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la decisión adoptada por esta Comisión respecto de la zona Jadresic (ex Parinas), ver respuesta a observación ID 002-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
020-2	Acciona Energía Chile SpA	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	3	<p>El norte chico ha experimentado un fuerte desarrollo durante los últimos 10 años en términos en capacidad instalada, principalmente proveniente del alto potencial proveniente de recursos solares. Por su parte, los últimos años, el vertimiento de energía renovable ha ido en incremento, como puede verse en las estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional (<a href="https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/reducciones-erv-2025/">https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/reducciones-de-generacion-renovable/reducciones-erv-2025/</a>). En este sentido, es predominante el vertimiento de energía solar con aproximadamente 4,4 TWh anuales.</p> <p>Adicionalmente, se tienen los siguientes aspectos:</p> <p>(i) Las energías renovables proveen energías más económicas y limpias, para las familias chilenas, que aquellas provenientes de combustibles fósiles.</p> <p>(ii) Existe un déficit relevante de transmisión del norte al centro de consumo en la Región Metropolitana, principalmente en horarios solares y que vendría a ser parcialmente atenuado con la entrada del Sistema HVDC.</p> <p>(iii) El desarrollo de energías renovables actualmente se encuentra apalancado también por el relevante desarrollo de sistemas de almacenamiento BESS.</p> <p>(iv) Existe un potencial relevante para el desarrollo de más proyectos en la zona del norte chico superior a 4 GW, de acuerdo con información con la plataforma de Acceso Abierto del Coordinador.</p> <p>En virtud de lo anterior, cabe advertir la ausencia de soluciones estructurales en la zona, que permitan la evacuación de dicho potencial y dar holgura al sistema de transmisión, atendido los objetivos de la planificación de la transmisión contenidos en el artículo 87º de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p>	<p>Se solicita hacer entrega del nivel de vertimientos renovables de la zona del Norte Grande y Norte Chico del plan de expansión. Asimismo, se solicita incorporar una obra de expansión de la transmisión nacional que permita el incremento de capacidad entre Maitencillo 220 y Polpaico en al menos 500 MW, ya sea mediante cambios de conductor o la construcción de nuevas líneas de transmisión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la solicitud de hacer entrega de los niveles de vertimientos renovables proyectados para las zonas Norte Grande y Norte Chico, cabe señalar que la información de despacho y perfiles de recursos se encuentra en los anexos del Informe Técnico Preliminar. En particular, dichos antecedentes se encuentran en la sección de "Salidas OSE" en donde se puede consultar el despacho y perfiles de recurso que permiten analizar lo solicitado.</p> <p>En segundo lugar, y en relación con la solicitud de incorporar una obra de expansión orientada a incrementar la capacidad de transmisión entre las subestaciones Maitencillo y Polpaico en al menos 500 MW, cabe advertir que dicha petición resulta procesalmente improcedente.</p> <p>Al respecto, se debe recordar que, en virtud del principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111º del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) tiene por objeto exclusivo formular observaciones y reparos a los análisis contenidos en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevas obras. En efecto, las iniciativas de expansión deben ser propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, cumpliendo imperativamente con los requisitos técnicos, económicos y de descripción mínima exigidos por el artículo 108º del citado Reglamento.</p> <p>Acceder a incorporar en esta etapa una obra estructural de tal magnitud, basándose en una petición genérica ("ya sea mediante cambios de conductor o construcción de nuevas líneas") que carece de ingeniería conceptual, presupuesto referencial y análisis de impacto sistémico provistos en tiempo y forma, vulneraría directamente las reglas de clausura, certeza y debido proceso que rigen la presente planificación. Por consiguiente, se desestima la solicitud.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
020-3	Acciona Energía Chile SpA	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	3	<p>La zona sur del sistema eléctrico chileno posee un alto potencial hidroeléctrico y eólico, cuyo desarrollo se ha visto limitado por la falta de infraestructura de transmisión que permita evacuar adecuadamente la energía, entre cuyos tramos se encuentra el existente entre las subestaciones Entre Ríos y Cautín. A mayor abundamiento, en diversas partes del sistema eléctrico, la ausencia de infraestructura de transmisión ha implicado importantes niveles de vertimiento de energías renovables eólica (la cual, por ejemplo, contabilizó aproximadamente 50 GWh únicamente durante diciembre de 2025 en la zona sur).</p> <p>Adicionalmente, se tienen los siguientes aspectos:</p> <p>(i) Las energías renovables proveen energías más económicas y limpias, para las familias chilenas, que aquellas provenientes de combustibles fósiles.</p> <p>(ii) Existe un déficit relevante de transmisión desde el sur al centro de consumo en la Región Metropolitana, en instancias que los corredores centro-sur no logran cubrir las necesidades de transporte durante determinados horarios.</p> <p>(iii) El desarrollo de energías renovables actualmente se encuentra apalancado también por el relevante desarrollo de sistemas de almacenamiento BESS.</p> <p>(iv) Existe un potencial relevante para el desarrollo de más proyectos en la zona al sur del Biobío superior a 5 GW, de acuerdo con información con la plataforma de Acceso Abierto del Coordinador.</p> <p>En virtud de lo anterior, cabe advertir la ausencia de soluciones estructurales en la zona, que permitan la evacuación de dicho potencial y dar holgura al sistema de transmisión, atendido los objetivos de la planificación de la transmisión contenidos en el artículo 87º de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p>	<p>Se solicita hacer entrega del nivel de vertimientos renovables de la zona comprendida entre las subestaciones Entre Ríos y Cautín. Asimismo, se solicita incorporar alguna obra de expansión de la transmisión nacional que permita el incremento de capacidad entre las subestaciones Mulchén, Charrúa y Alto Jahuel, por al menos 500 MW, ya sea mediante cambios de conductor o la construcción de nuevas líneas de transmisión.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la solicitud de hacer entrega de los niveles de vertimientos renovables proyectados para la zona comprendida entre las subestaciones Entre Ríos y Cautín, cabe señalar que la información de despacho y perfiles de recursos se encuentra en los anexos del Informe Técnico Preliminar. En particular, dichos antecedentes se encuentran en la sección de "Salidas OSE" en donde se puede consultar el despacho y perfiles de recurso que permiten analizar lo solicitado.</p> <p>En segundo lugar, y en relación con la solicitud de incorporar una obra de expansión orientada a incrementar la capacidad de transmisión entre las subestaciones Mulchén, Charrúa y Alto Jahuel en al menos 500 MW, cabe advertir que dicha petición resulta procesalmente improcedente.</p> <p>Al respecto, se debe recordar que, en virtud del principio de preclusión, la etapa procesal regulada en el artículo 111º del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) tiene por objeto exclusivo formular observaciones y reparos a los análisis contenidos en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo una vía habilitada para la incorporación extemporánea de nuevas obras. En efecto, las iniciativas de expansión deben ser propuestas formalmente en la etapa de convocatoria correspondiente, cumpliendo imperativamente con los requisitos técnicos, económicos y de descripción mínima exigidos por el artículo 108º del citado Reglamento.</p> <p>Acceder a incorporar de oficio y en etapas avanzadas del proceso una obra estructural de tal magnitud, basándose en una petición genérica ("ya sea mediante cambios de conductor o construcción de nuevas líneas") que carece de ingeniería conceptual, presupuesto referencial y análisis de impacto sistémico provistos en tiempo y forma, vulneraría directamente las reglas de clausura, certeza y debido proceso que rigen la presente planificación. Por consiguiente, se desestima la solicitud.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
020-4	Acciona Energía Chile SpA	Anexo Proyectos Desechados	Anexo Proyectos Desechados	<p>En el anexo Proyectos Desechados, se observa que numerosos de ellos fueron descartados con motivo de no haber aportado suficientes antecedentes, de acuerdo se señala en la normativa, o por haber provisto una respuesta incompleta a los oficios de la Comisión. Sin perjuicio de lo anterior, aquello no obsta de que la propia Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y de manera proactiva, pueda proponer soluciones orientadas a mejorar la capacidad de transmisión en las distintas zonas del sistema. En tal sentido, el hecho de que no se contemplen obras de carácter estructural o que permitan propender a un mercado eléctrico común, permite inferir que la Comisión no ha identificado una necesidad sistémica relevante, pese a que es ampliamente conocido el elevado nivel de vertimiento de energías renovables que actualmente se registra en el sistema, que actualmente alcanza niveles cercanos a los 6,2 TWh en 2025.</p>	<p>Se solicita evaluar soluciones estructurales de transmisión que incrementen la capacidad de transmisión del sistema, como las incluidas en las propuestas desechadas N° 20-1, 20-3, 20-3, 20-4, 20-7, 20-10, 27-1, 27-2 y 27-9, e incorporarlas como Obras de Expansión de la Transmisión Nacional.</p>	<p>No se acoge la observación. Respecto a la solicitud de Acciona Energía Chile SpA de incorporar y evaluar las iniciativas correspondientes a los ID 20-1, 20-3, 20-4, 20-7, 20-10, 27-1, 27-2 y 27-9, cabe señalar que dichas propuestas fueron formalmente desechadas por no dar cumplimiento a los requisitos mínimos necesarios para su evaluación técnico-económica. En particular, ante los Oficios CNE N° 1015/2025 y N° 1020/2025, formulados con el objeto de permitir a los respectivos promotores originales (AES Andes S.A. y Transelec S.A.) subsanar omisiones detectadas en los antecedentes mínimos exigidos, dichos proponentes no dieron respuesta a los requerimientos dentro del plazo legal otorgado, u omitieron aportar insumos críticos tales como los Estudios de Flujo de Potencia (EFP), Bases de Datos, Diagramas de Planta y Evaluaciones Económicas. Dicha omisión configura un incumplimiento del artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019) y de la precisión de dichos estándares contenida en el documento «Descripción Mínima de Propuestas», razón por la cual esta Comisión ejerció la potestad dispuesta en el inciso segundo del artículo 109° del citado Reglamento, desechando los proyectos por carecer de los elementos esenciales para su análisis. Adicionalmente, es imperativo precisar que la actual etapa se rige estrictamente por el artículo 111° del Reglamento, cuyo objeto es formular observaciones sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar (ITP). En consecuencia, esta etapa no constituye una instancia procesal habilitada para incorporar iniciativas cuya evaluación ya precluyó administrativamente. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha ratificado la aplicación del principio de preclusión en el marco del proceso de expansión de la transmisión, así como en otros procedimientos reglados. En efecto, en su Dictamen N° 7-2021, indicó que la planificación de la transmisión se realiza a través de un proceso reglado, transparente y participativo, que supone una sucesión de etapas determinadas legalmente. En el mismo sentido, respecto a procesos de valorización tarifaria (Dictamen N° 23-2021), el H. Panel de Expertos ha relevado la necesidad de que las empresas observen los plazos e instancias que se establezcan para la entrega de información, exigiendo que las empresas deben cumplir los plazos e instancias que al efecto se establezcan, entregando la información en los instrumentos y formatos requeridos. En aplicación directa de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>este principio, dictaminó que no corresponde efectuar un nuevo análisis con información que debió ser aportada en las instancias previstas por la normativa al efecto.</p> <p>Por consiguiente, incorporar obras formalmente desechadas contraviene la ritualidad del procedimiento reglado, defraudando la certeza jurídica del proceso de planificación, no resultando procedente evaluar en esta etapa proyectos que no cumplieron oportunamente con los requisitos mínimos necesarios para su evaluación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE								
021-1	ACENOR A.G	7.3.7 Parámetros y Variables del Sistema Eléctrico Nacional	Numeral 7.3.7	<p>En la sección 7.3.7 la CNE utiliza un enfoque de zonas térmicas geográficas para determinar la capacidad de transmisión:</p> <p>1. Metodología de zonificación térmica:</p> <p>"La determinación de las zonas térmicas geográficas se realizó para todo el territorio de Chile continental, mediante la utilización de una grilla con celdas de un tamaño aproximado de 5x4 km, que contienen los datos de las temperaturas máximas promedio para un mes de enero de referencia construido a partir de una muestra de datos."</p> <p>2. Temperaturas ambiente utilizadas:</p> <table border="0"> <tr> <td>Zona térmica máxima promedio (enero)</td> <td>- Temperatura usada</td> </tr> <tr> <td>Zonas rojas</td> <td>- Superior a 30°C - 35°C</td> </tr> <tr> <td>Zonas amarillas/naranjas</td> <td>- Entre 26°C y 30°C - 30°C</td> </tr> <tr> <td>Resto de zonas</td> <td>- Inferior a 26°C - 25°C</td> </tr> </table> <p>3. Condición de radiación solar:</p> <p>Las capacidades siempre se expresan considerando la condición "con sol". Por ejemplo, en el Anexo 5 se indica repetidamente:  "...una capacidad de, aproximadamente 49 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol"  "...una capacidad de transmisión de, al menos 90 MVA a 35°C temperatura ambiente con sol"</p> <p>Sólo a modo de ejemplo, en la [Figura ACN-1] contenida en el anexo al presente documento, se</p>	Zona térmica máxima promedio (enero)	- Temperatura usada	Zonas rojas	- Superior a 30°C - 35°C	Zonas amarillas/naranjas	- Entre 26°C y 30°C - 30°C	Resto de zonas	- Inferior a 26°C - 25°C	<p>Se solicita verificar si, manteniendo la coherencia con la metodología y supuestos establecidos por la CNE en la sección 7.3.7 de su informe y corrigiendo los límites térmicos utilizados en sus respectivos análisis, son necesarias todas las obras recomendadas por criterio de suficiencia de la demanda en el presente plan de expansión. Esta solicitud aplica al menos, y no limitada a, los siguientes proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoyo a Osorno, particularmente el "Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno – Remehue"</li> <li>• "Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco – Punto de seccionamiento"</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón</li> </ul> <p>Adicionalmente se solicita identificar y explicitar para cada proyecto la temperatura máxima promedio utilizada, la fuente de información y la temperatura de diseño.</p> <p>En caso de que por la verificación respecto de la capacidad de transmisión en función de la temperatura, uno o más proyectos ya no resulten necesarios de ser recomendados en el presente plan por el criterio de abastecimiento de la demanda, se solicita eliminar el o los proyectos referidos.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de reevaluar y eliminar los proyectos «Apoyo a Osorno» (particularmente el aumento de capacidad Osorno-Remehue y el seccionamiento Barro Blanco-Pichil) y el «Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón», fundamentada en una supuesta reducción de la temperatura de diseño, no resulta factible de ser acogida.</p> <p>En primer lugar, respecto de la solicitud de explicitar las temperaturas utilizadas y sus fuentes de información, cabe señalar que el argumento esgrimido en la observación adolece de un error conceptual en la interpretación y aplicación de las variables climatológicas para la planificación de la transmisión. En efecto, Acenor utiliza la «temperatura media mensual» histórica para justificar que el diseño de la red en la zona sur debería realizarse a 25°C. Sin embargo, la métrica de promedio mensual agrupa e invisibiliza las variaciones térmicas extremas (promediando las temperaturas nocturnas con las jornadas de máximo calor), por lo que carece de utilidad para determinar la máxima cargabilidad a la que se somete la infraestructura. Por el contrario, la planificación considera la temperatura máxima diurna de los periodos estivales, la cual se obtiene del procesamiento de los registros históricos oficiales (tales como la Red Agrometeorológica INIA y la Dirección Meteorológica de Chile).</p> <p>A partir de dichas fuentes, se constata que en la zona geográfica de emplazamiento del proyecto «Apoyo a Osorno» se registran temperaturas máximas diurnas que pueden superar fácilmente los 30°C durante los meses de verano. Por consiguiente, la adopción de una temperatura de diseño de 35°C con sol constituye un parámetro conservador, a fin de representar las condiciones operativas más severas del sistema y evitar un eventual riesgo de colapso y de desabastecimiento de los clientes finales ante episodios de olas de calor.</p> <p>Por otra parte, respecto al proyecto «Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi – Quellón» emplazado en la zona de Chiloé, cabe precisar que las simulaciones realizadas consideraron la</p>
Zona térmica máxima promedio (enero)	- Temperatura usada													
Zonas rojas	- Superior a 30°C - 35°C													
Zonas amarillas/naranjas	- Entre 26°C y 30°C - 30°C													
Resto de zonas	- Inferior a 26°C - 25°C													

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>muestra un gráfico con la temperatura media mensual histórica de Osorno (<a href="https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/historico/temperaturaHistoricaAnual/400009">https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/historico/temperaturaHistoricaAnual/400009</a>) la cual es menor a los 26° por lo que la temperatura media mensual usada para el diseño debiera ser de 25°. Sin embargo, la Comisión consideró como temperatura ambiente 35°C para el cálculo de la capacidad de transmisión de la infraestructura existente.</p>		<p>temperatura máxima mensual del año 2024, extraídas desde la estación Tara Chonchi, del portal de agrometeorología. En consecuencia, las capacidades utilizadas no corresponden a una temperatura ambiente de 35°C, sino a la máxima temperatura registrada en cada mes del año, fluctuando entre 11,9°C (julio) y 28,1°C (enero).</p> <p>En consecuencia, al confirmarse la validez de los criterios de temperatura empleados y/o la saturación estructural de las líneas independientemente de la reducción de este parámetro, se ratifican las proyecciones de cargabilidad máxima que superan los umbrales normativos, por lo que se confirma la necesidad sistémica por suficiencia de las obras recomendadas, desestimándose en todas sus partes la solicitud de eliminación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-2	ACENOR A.G	7.4.5 Etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos	Numeral 7.4.5	<p>La sección 7.4.5 del ITP señala que en la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización se realiza, entre otras actividades, la "estimación de plazos constructivos" (página 96 del ITP). Sin embargo, no se presenta en el Informe la metodología ni los criterios técnicos utilizados para dicha estimación.</p> <p>Conforme al Reglamento de Planificación (DS37), el detalle de la metodología aplicada al proceso debe quedar establecido en los informes técnicos. Así lo reconoce el propio ITP en su sección 7: "el citado Reglamento indica que el detalle de la metodología aplicada al proceso, así como las distintas consideraciones utilizadas por esta Comisión para la elaboración de los respectivos informes técnicos deben quedar establecidos en éstos" (página 50 del ITP).</p> <p>Lo anterior es de particular relevancia cuando la estimación de dichos condiciona la incorporación o no de un proyecto en el presente plan de expansión y, por ello, afecta directamente al criterio de eficiencia económica al que estás sujeto al proceso de planificación de la transmisión, tal como lo señala el artículo 87 de la LGSE.</p>	<p>Se solicita a la Comisión:</p> <p>1) Incorporar en el Informe Técnico Final la fundamentación técnica detallada de los plazos constructivos asignados a cada obra de expansión, incluyendo los criterios y variables considerados para su determinación, y su correspondiente carta Gantt con sus principales hitos.</p> <p>2) Revisar y ajustar los plazos de las obras identificadas en esta observación, de manera que reflejen adecuadamente el alcance técnico, la complejidad constructiva y las variables ambientales y territoriales de cada proyecto.</p> <p>3) Establecer una metodología transparente y replicable para la estimación de plazos constructivos que considere factores como, y no limitados a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) nivel de tensión de las instalaciones;</li> <li>(ii) tipo y cantidad de equipos principales;</li> <li>(iii) obras civiles requeridas;</li> <li>(iv) intervención de instalaciones existentes;</li> <li>(v) variables ambientales y territoriales; y</li> <li>(vi) secuencia constructiva para evitar interrupciones de suministro.</li> </ul> <p>A modo de ejemplo, el plazo constructivo del STATCOM lo estima la Comisión en 4 años, iniciando la operación de este en el año 2033, por lo que existiría 5 años desde la adjudicación de la obra (fines de 2027) existiendo un año de holgura, pudiendo postergarse esta obra para el siguiente plan de expansión.</p> <p>Esta situación se constata también en las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)</li> <li>• Nueva S/E Isabel Riquelme</li> <li>• Nueva S/E Yutreco</li> <li>• Nueva S/E Pichidangui</li> </ul>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Los plazos constructivos asignados a las obras contenidas en planes de expansión corresponden a estimaciones realizadas según tipo de obra, alcances y ubicación. Dichos plazos se han ido ajustando, generalmente al alza, a partir de información recibida por parte de empresas transmisoras, desarrolladores de proyectos, el Coordinador Eléctrico Nacional, entre otros, para lo cual además se han tomado en cuenta ajustes en la regulación ambiental, tiempos de tramitación de permisos, tiempos para la compra de suministros, entre otros aspectos que inciden en los plazos de los proyectos.</p> <p>Junto con lo anterior, se debe relevar que el objetivo de ajustar los plazos asociados a las obras de expansión tiene directa relación con permitir que los proyectos puedan ejecutarse en tiempos adecuados, de forma tal que el plazo constructivo no signifique una restricción para los potenciales oferentes que participen en la licitación de estas obras. En ese sentido, cabe destacar que plazos muy ajustados para las obras se traducen posteriormente en licitaciones desiertas o con un sobre costo importante, con el consecuente perjuicio para el sistema.</p> <p>En atención a las solicitudes específicas planteadas en la observación, esta Comisión señala lo siguiente:</p> <p>1) Respecto a la exigencia de una carta Gantt y fundamentación detallada: Dicho requerimiento resulta incompatible con la etapa de planificación de la transmisión. Conforme a la normativa vigente, el nivel de desarrollo exigido en esta instancia corresponde a una ingeniería conceptual. La elaboración de cartas Gantt pormenorizadas con hitos constructivos es un instrumento propio de las etapas de ingeniería básica o de detalle, cuya ejecución y responsabilidad recae sobre la empresa que resulte adjudicataria de la obra, escapando al alcance y objetivo de la planificación de la transmisión.</p> <p>2) Respecto a la solicitud de revisar y ajustar los plazos: Cabe aclarar que las consideraciones sobre el alcance técnico, la complejidad constructiva y las variables ambientales y territoriales</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
					<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento - Casablanca</li> <li>• Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)</li> <li>• Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena - Cerro Navia</li> <li>• Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)</li> <li>• Nueva S/E La Pitavia</li> <li>• Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt - Seccionadora Río Toltén</li> <li>• Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT)</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno - Remehue</li> <li>• Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)</li> <li>• Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco - Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco - Punto de seccionamiento</li> <li>• Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi - Quellón</li> <li>• Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue</li> </ul>	<p>ya se encuentran debidamente incorporadas e internalizadas en la estimación referencial de plazos, conforme consta en los respectivos Anexos de Ingeniería Conceptual de cada obra. A mayor abundamiento, se advierte que en la observación se formula una objeción genérica, omitiendo entregar una propuesta técnica o plazos alternativos concretos que permitan desvirtuar fundadamente las estimaciones de esta Comisión.</p> <p>3) Respecto a la exigencia de una metodología parametrizada: La naturaleza intrínsecamente dinámica de los proyectos de transmisión impide parametrizar de manera absoluta y determinística la totalidad de variables contingentes (tales como la obtención de permisos sectoriales, resoluciones de calificación ambiental, estudios de franja o las condiciones de suministro del mercado global al momento exacto de la licitación). Dado lo anterior, resulta claro que en la instancia de un plan de expansión no es posible contar con información que entregue certeza absoluta del plazo constructivo que implicará cada obra, lo cual justifica que en esta instancia se consideren parámetros generales y experiencia previa de obras similares para la estimación de estos plazos. Sin perjuicio de lo anterior, y tal como se señaló en la primera parte de esta respuesta, la Comisión considera en la estimación de plazos factores tales como el nivel de tensión de las instalaciones, el tipo y cantidad de equipos principales a instalar, la magnitud y complejidad de las obras civiles requeridas, la necesidad de intervención sobre instalaciones existentes y las restricciones operacionales asociadas, las condiciones territoriales y ambientales del emplazamiento, los tiempos asociados a la tramitación de permisos sectoriales y ambientales, los plazos de suministro de equipos críticos, así como la experiencia comparada en la ejecución de proyectos de características similares.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-3	ACENOR A.G	8.1.1 Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	Numeral 8.1.1	<p>Observamos que el proyecto “Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)” o (en adelante “STATCOM”) tiene las características indicadas en la [Figura ACN-2], contenida en el anexo adjunto al presente documento, en comparación con el mismo proyecto, analizado en otros informes técnicos.</p> <p>Al respecto, la variabilidad en los datos presentados produce no visualizar con claridad cuál es el valor de inversión correcto, o cuáles son las razones de las discrepancias entre ellos.</p> <p>Por otro lado, en el numeral 8.1.1.1 del presente informe se establece que:</p> <p>“Para las consideraciones base se toman como referencia las restricciones de transmisión identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional en el informe “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”, de septiembre de 2025, en adelante ERST, en donde el análisis de la zona Centro Sur 500 kV identifica una capacidad de transporte de 2.973 MW entre las líneas de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, limitada por problemas de estabilidad de tensión ante la contingencia de TER IEM despachada con 375 MW para finales del año 2025.” (el destaque es nuestro)</p> <p>No obstante, en febrero de 2026 el Coordinador Eléctrico Nacional publicó el Informe Preliminar del Estudio de Restricciones de Transmisión 2026, en el cual se identifica, para el mismo corredor, una capacidad de transporte de 3.121 MW, limitada por problemas de estabilidad de tensión ante la contingencia de TER Tocopilla U16 con 350 MW.</p> <p>La diferencia de resultado de capacidad de transmisión entre ambos estudios sugiere cambios relevantes en los supuestos operacionales y/o en la</p>	<p>Se solicita a la Comisión:</p> <p>1) Eliminar del plan de expansión el proyecto “Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”, puesto que la evaluación económica realizada por la CNE considera una capacidad máxima de transferencia que es menor a la indicada por el Coordinador en un estudio más reciente</p> <p>2) En caso de que la CNE no elimine del plan de expansión la obra “Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”, se solicita a la CNE:</p> <p>a) fundamentar detalladamente el cálculo límite de transmisión que utilizó para el corredor Ancoa – Alto Jahuel 500 kV. Lo anterior debe incluir los antecedentes utilizados respecto de la tecnología IBR GFM).</p> <p>b) Incluir en el informe una explicación detallada de la valorización del proyecto STATCOM, que permita entender las diferencias evidenciadas entre las valorizaciones presentadas.</p> <p>c) En caso de encontrar un error o inconsistencia en la valorización del proyecto STATCOM en el ITP 2025, se solicita actualizar el valor presentado y utilizado en dicho informe.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Tal como se indica en el numeral 8.1.1.1 del Informe Técnico Preliminar, el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) de septiembre de 2025 fue utilizado únicamente como antecedente referencial para identificar la existencia de restricciones en el corredor de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel. La determinación del límite de transferencia considerado en el análisis utiliza una metodología consistente con la empleada en el ERST. No obstante, los resultados se obtienen a partir de simulaciones propias de esta Comisión, empleando bases de datos elaboradas para el presente proceso de planificación 2025, las cuales consideran el conjunto de obras decretadas que se proyecta estarán en servicio a la fecha de entrada en operación del STATCOM, así como los escenarios operativos y contingencias relevantes proyectados al horizonte de planificación 2033. En consecuencia, las capacidades de transferencia reportadas en el ERST y aquellas obtenidas en el análisis del ITP no son directamente comparables, dado que responden a horizontes temporales, configuraciones del sistema y supuestos operacionales distintos. Por lo anterior, la diferencia entre el valor referencial citado del ERST 2025 y el valor reportado posteriormente en el Informe Preliminar del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión 2026 no implica por sí sola una inconsistencia en la evaluación realizada.</p> <p>El análisis desarrollado por esta Comisión identifica restricciones asociadas a estabilidad de tensión en el corredor de 500 kV Centro–Sur, las cuales limitan la transferencia desde el sur hacia la zona central bajo contingencias exigentes del sistema. En este contexto, la incorporación de compensación dinámica de potencia reactiva en la S/E Polpaico permite mejorar el comportamiento de las tensiones y aumentar el margen de operación del corredor.</p> <p>Por otro lado, en relación con las exigencias incorporadas en la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio respecto de los modos de operación Grid Forming (GFM) y Grid Following (GFL) para recursos basados en convertidores, se hace presente que la eventual incorporación de mayores capacidades de control asociadas a estas tecnologías no permite</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>modelación del sistema, o en general alguna diferencia de criterio considerado en el análisis.</p> <p>Adicionalmente, se debe tener presente que en enero 2026 se publicó la modificación de la NTSyCS y sus anexos técnicos, donde se describieron variadas exigencias para las tecnologías de Grid Following (GFL) y Grid Forming (GFM). En particular, el artículo 3-12 del AT IBR señala:</p> <p>“Todo Sistema de Almacenamiento de Energía o componente de almacenamiento de una CRCA que se interconecten al SEN deberá cumplir con ser una IBR GFM.</p> <p>A partir de los resultados del Estudio de Análisis de Robustez del SEN, el Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación entre IBR GFM e IBR GFL, según corresponda, estableciendo para ello un plazo de implementación. Dicha modificación se limitará exclusivamente a ajustes de software y adecuaciones en los sistemas de comunicaciones, cuando estas sean necesarias.” (el destacado es nuestro).</p> <p>Considerando lo anterior, resulta pertinente analizar en detalle los supuestos tecnológicos adoptados para los proyectos de generación con convertidores, especialmente para los sistemas de almacenamiento, modelados en los estudios eléctricos realizados por la CNE en el ITP 2025, verificando si se encuentran alineados con las exigencias normativas y evaluando el efecto que una mayor penetración de recursos con capacidades GFM tendrá sobre los márgenes de estabilidad de tensión en la zona Centro Sur 500 kV.</p>		<p>concluir automáticamente la eliminación ni sustitución de requerimientos de compensación dinámica, dado que su efecto sistémico depende de factores tales como la localización de los recursos, su capacidad efectiva de aporte, las condiciones de despacho del sistema y los criterios de control implementados. Adicionalmente, a la fecha existe incertidumbre respecto de la magnitud y localización de los recursos que podrían incorporar capacidades GFM en el sistema, particularmente en el área de influencia del corredor Centro–Sur y de la subestación Polpaico.</p> <p>Asimismo, el extremo transmisor del corredor Centro–Sur, en el área de Charrúa–Entre Ríos, presenta una alta presencia de generación síncrona, configurándose como un nodo PV fuerte del sistema, con elevados niveles de fortaleza de red y capacidad de control de tensión. En este contexto, la eventual incorporación de nuevos recursos basados en convertidores con capacidades GFM en dicha zona no se espera que modifique de manera significativa el comportamiento sistémico del corredor ni las restricciones asociadas a estabilidad de tensión identificadas en el análisis. Por el contrario, los potenciales efectos sistémicos de recursos con capacidades Grid Forming resultan más relevantes en zonas del sistema con alta penetración de generación basada en convertidores y menor presencia de generación síncrona, como ocurre en el norte del Sistema Eléctrico Nacional. En consecuencia, no es posible asegurar que dichos recursos se materialicen en la zona de influencia del proyecto ni que su aporte permita sustituir los beneficios asociados a la incorporación de compensación dinámica, como la considerada en el presente proyecto. En virtud de lo anterior, se concluye que el proyecto resulta beneficioso para el Sistema Eléctrico Nacional, encontrándose respaldada su conveniencia técnica y justificada la recomendación de su desarrollo, dando cumplimiento al criterio de eficiencia económica exigido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>Finalmente, en lo relativo a la valorización del proyecto, esta Comisión tiene a bien señalar que la información para estimar los valores referenciales de las obras contenidas en los planes de expansión se actualiza en estricto cumplimiento del mandato dispuesto en el artículo 90° del D.S. N° 37/2019. Por lo cual, las</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>diferencias que puedan observarse se deben a los ajustes y modificaciones en precios de equipos, labores consideradas, entre otras y que se encuentran establecidas en el anexo de ingeniería conceptual de los proyectos.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-4	ACENOR A.G	Estándar de confiabilidad de subestaciones Nacionales: 3.2.1 Nueva S/E Isabel Riquelme; Y 3.2.2 Nueva S/E Yutreco	Numeral 3.2.1 y 3.2.2	<p>Se observa que la CNE establece que las subestaciones Nueva S/E Isabel Riquelme y Nueva S/E Yutreco deben ser construidas con estándar de interruptor y medio en sus patios de 220 kV y 110 kV. Entendemos que esto se fundamenta en la exigencia establecida en el artículo 47 de la NTSyCS, donde se exige que en determinados casos “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”.</p> <p>Sin embargo, existen otras configuraciones de barra que cumplen con el mínimo de confiabilidad exigido en la NTSyCS, como aquella de barra simple o doble barra, con barra de transferencia, por lo cual debería de existir una evaluación técnico-económica para poder escoger aquella más eficiente.</p>	<p>Considerando el principio de eficiencia económica que debe orientar la planificación de la expansión de la transmisión conforme a la LGSE, se solicita realizar y presentar una evaluación técnico-económica que fundamente la elección de la configuración de interruptor y medio para los patios de 220 kv y 110 kV de las subestaciones Nueva S/E Isabel Riquelme y Nueva S/E Yutreco, por sobre otras configuraciones alternativas que cumplen con los estándares mínimos de confiabilidad establecidos en la NTSyCS.</p> <p>Dicha evaluación debe incluir al menos (y no limitado a):</p> <p>a) Análisis comparativo de configuraciones alternativas, tales como, y no limitados a, Barra Principal Seccionada con Barra de Transferencia (BPS+BT) o Doble Barra Principal con Barra de Transferencia (2BP+BT), incluyendo la verificación de su cumplimiento respecto de los requisitos de confiabilidad, flexibilidad operacional y mantenibilidad establecidos en la normativa.</p> <p>b) Valorización económica comparativa de las distintas alternativas de configuración evaluadas, considerando costos de inversión en equipamiento principal (interruptores, seccionadores, transformadores de instrumento), obras civiles, espacio requerido en terreno y costos de operación y mantenimiento.</p> <p>c) Justificación técnico-económica que demuestre que los beneficios adicionales de la configuración de interruptor y medio, en caso de existir, justifican el eventual mayor costo de inversión respecto de configuraciones alternativas que igualmente cumplen con la normativa vigente.</p> <p>La planificación de la expansión de la transmisión debe garantizar no solo el cumplimiento de los estándares técnicos de seguridad y calidad de servicio, sino también la eficiencia en el uso de los recursos, cuyos costos son finalmente transferidos a los usuarios finales del sistema.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>A modo de aclaración previa respecto del alcance de la obra «Nueva S/E Yutreco», se precisa que su patio de menor tensión corresponde a 66 kV (y no 110 kV, como se señala en la observación). Dicho patio se encuentra proyectado con una configuración de «Barra Principal Seccionada con Barra de Transferencia», acorde a los requerimientos de dicho nivel de tensión.</p> <p>En relación con la configuración de «Interruptor y Medio» dispuesta para los patios de 220 kV (S/E Isabel Riquelme y S/E Yutreco) y 110 kV (S/E Isabel Riquelme), cabe señalar que el artículo 47° del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión exige que 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 sin desconectar del sistema las instalaciones asociadas a la referida sección». El mismo artículo mandata que dicha exigencia «también será aplicable a subestaciones del ST de tensión nominal menor a 200 [kV] que se interconecten al sistema mediante 2 o más circuitos», condición que se cumple a cabalidad respecto del patio de 110 kV de la S/E Isabel Riquelme, al interconectar la línea de doble circuito Chena – Cerro Navia y dos unidades de transformación.</p> <p>Desde la perspectiva de eficiencia económica exigida en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cumplimiento del estándar normativo de redundancia antes citado restringe las alternativas topológicas viables a las configuraciones de «Interruptor y Medio», «Doble Barra» o «Doble Barra con Doble Interruptor». Al respecto, el esquema de «Doble Barra» exige una superficie de terreno físico significativamente mayor, variable crítica y excluyente para el emplazamiento urbano de la S/E Isabel Riquelme, mientras que la «Doble Barra con Doble Interruptor» resulta económicamente ineficiente al requerir una mayor cantidad de equipos de maniobra de alto costo por circuito.</p> <p>En mérito de lo expuesto, al constituir la configuración de «Interruptor y Medio» la solución técnico-económica óptima que</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						da estricto cumplimiento al mandato de confiabilidad y seguridad del Anexo Técnico vigente, se desestima la observación.

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-5	ACENOR A.G	Sección 8.3.5 Nueva S/E Isabel Riquelme “Nueva S/E Isabel Riquelme” “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme”	Numeral 8.3.5	<p>En la sección 8.3.5 la CNE entrega, en resumen, los siguientes fundamentos para incluir la nueva S/E Isabel Riquelme:</p> <p>1. Antecedentes</p> <p>La Comisión plantea los siguientes antecedentes:</p> <p>a) Relevancia de la S/E Chena:</p> <p>"La S/E Chena constituye uno de los nodos de inyección de potencia más relevantes de la Región Metropolitana. Se encuentra emplazada en el sector poniente de la capital y brinda suficiencia en el abastecimiento de la demanda, estabilidad y seguridad del suministro eléctrico del Gran Santiago."</p> <p>b) Problema de sobrecarga detectado:</p> <p>"Los estudios desarrollados por esta Comisión indican que, en diversos escenarios operativos, los bancos de autotransformadores de la S/E Chena presentan un factor de utilización superior al 85% de su capacidad nominal en el año 2032. Esta condición operativa responde directamente al crecimiento de la demanda en el Gran Santiago."</p> <p>2.c) Riesgo en contingencia N-1:</p> <p>"Complementariamente, el análisis de contingencias advierte un riesgo crítico ante la falla de uno de los bancos. En condición “N-1” la unidad remanente carece de la capacidad suficiente para asumir la carga total de la subestación, en múltiples periodos del horizonte evaluado."</p> <p>3. Imposibilidad de Ampliar la S/E Chena</p> <p>"Esta condición hace inviable su expansión en el emplazamiento actual para la instalación de un nuevo</p>	<p>Se solicita a la Comisión eliminar del plan de expansión los proyectos “Nueva S/E Riquelme” y “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena – Cerro Navia en S/E Isabel Riquelme”, puesto que no ha justificado su inclusión en el Plan de Expansión, de acuerdo con el Reglamento de Planificación. En particular:</p> <p>a) Ha realizado un Análisis de Suficiencia respecto de la capacidad de transformación de la S/E Chena, sometiéndolo a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión. Lo anterior implica que la Comisión ha considerado que para el análisis de suficiencia de la capacidad de transformación de la S/E Chena aplica lo dispuesto en el literal a. de artículo 88 de Reglamento de Planificación, esto es, como si fueran proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial. Sin embargo, el sistema que abastece Santiago es enmallado.</p> <p>En efecto, a modo de ejemplo, no realiza un estudio integral de la zona Metropolitana, que la propia Comisión reconoce como necesario en el Anexo 1, ni una evaluación comparativa de alternativas de expansión — incluyendo distintas configuraciones de inyección 500/220 kV o 220/110 kV— que permita concluir que las obras propuestas constituyen la solución técnica y económicamente eficiente.</p> <p>b) Ha considerado entre sus argumentos la aplicación del criterio N-1 en instalaciones Zonales, en circunstancias de que, según lo que hemos planteado, en nuestra observación “Consideración de criterio N-1 en instalaciones Zonales” ello no aplica.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de eliminar los proyectos asociados a la “Nueva S/E Isabel Riquelme” no resulta procedente, por cuanto los fundamentos expuestos en la observación se sustentan en una interpretación incompleta tanto de la naturaleza del problema identificado como del alcance de los análisis desarrollados. En primer término, no existe la contradicción metodológica señalada respecto del tratamiento de otras iniciativas en la Región Metropolitana. Las propuestas desestimadas en el Informe Técnico Preliminar, asociadas principalmente a infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional en niveles de 500/220 kV, corresponden a intervenciones de carácter estructural que modifican de manera significativa la distribución de flujos del sistema, generando interacciones complejas entre múltiples alternativas mutuamente excluyentes. En dichos casos, resulta necesario un análisis integral y comparativo de alternativas para determinar la solución sistémicamente eficiente, tal como se expone en la respuesta a la observación ID 002-5.</p> <p>Por el contrario, la “Nueva S/E Isabel Riquelme” responde a un requerimiento de transmisión zonal en el nivel 220/110 kV, cuyo objetivo es resolver un problema de suficiencia focalizado y crítico en el sector poniente del Gran Santiago. En este contexto, no resulta necesario supeditar su incorporación a un estudio integral de alternativas de escala nacional, toda vez que se trata de una necesidad local claramente identificada, cuya resolución no depende de redefiniciones estructurales del sistema de transmisión en niveles superiores.</p> <p>En relación con el cuestionamiento sobre el carácter supuestamente “radial” del análisis, cabe precisar que los estudios realizados por esta Comisión, contenidos en la sección 8.3.5 del Informe Técnico Final (ITF), consideraron explícitamente el comportamiento enmallado del sistema 220/110 kV de la Región Metropolitana, evaluando múltiples escenarios operativos. Dichos resultados evidencian que la saturación de los autotransformadores de la S/E Chena no corresponde a una simplificación metodológica, sino a un fenómeno estructural derivado del crecimiento sostenido de la demanda en su área de influencia, cuya magnitud no logra ser mitigada mediante la redistribución de flujos en el sistema existente. En consecuencia, el</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>banco de autotransformadores."</p> <p>"Dada la imposibilidad de ampliar la S/E Chena, y considerando que la intervención de otras subestaciones de 220/110 kV no resolvería la necesidad detectada, resulta imperativa la incorporación de un nuevo punto de inyección al sistema de 110 kV bajo análisis."</p> <p>4. Justificación de la Ubicación Elegida</p> <p>"Con el propósito de descongestionar la S/E Chena y robustecer el suministro del sector norponiente de la capital, se identificaron ventajas comparativas estratégicas en el corredor de las líneas Chena – Cerro Navia."</p> <p>"Destaca principalmente la disposición paralela de los circuitos de 110 kV y 220 kV, configuración que simplifica las labores de seccionamiento y minimiza la longitud de los enlaces de conexión. Asimismo, se constata una adecuada disponibilidad de terrenos a lo largo del trazado."</p> <p>5. Resultados de las Simulaciones</p> <p>Con la S/E Isabel Riquelme en operación, los estudios mostraron:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condición Normal (N): Los transformadores de S/E Chena bajan a 65,4% de cargabilidad (antes superaban 85%).</li> <li>- Condición Contingencia (N-1): El autotransformador que permanece operativo en S/E Chena alcanza 84,8% de carga (menor al 90%), concluyendo que:</li> </ul> <p>"la obra también logra robustecer la respuesta del sistema ante contingencias simples (N-1), elevando los estándares generales de seguridad y flexibilidad."</p> <p>6. Compensación Reactiva Adicional</p>		<p>problema identificado corresponde a una insuficiencia efectiva de capacidad de transformación, y no a una condición operacional transitoria.</p> <p>Esta situación se ve además agravada por la imposibilidad física de ampliar la S/E Chena en su emplazamiento actual, lo que restringe la viabilidad de soluciones convencionales basadas en expansión in situ. En este escenario, la incorporación de un nuevo punto de transformación en su área de influencia directa permite abordar de manera efectiva el déficit detectado, reduciendo la cargabilidad de los equipos existentes, mejorando el desempeño ante contingencias y aumentando las holguras operacionales del sistema.</p> <p>Respecto a la sugerencia de alternativas basadas en nuevos puntos de apoyo del sistema en el sector oriente de la capital, o mediante la ampliación de capacidad de transformación en otras subestaciones existentes, es importante señalar que, en el marco del proceso de planificación, esta Comisión evaluó distintas alternativas de expansión en el área de influencia del sistema analizado, incorporadas en la sección 8.3.5 del ITF, constatando que aquellas que implicaban intervenciones en otros sectores de la red no resultaban efectivas para resolver el déficit de suficiencia identificado en el sector poniente del Gran Santiago. Dada la topología del sistema y la distancia eléctrica involucrada, dichas soluciones no resultan técnicamente eficaces para aliviar la carga de los autotransformadores de la S/E Chena. En particular, intentar resolver un déficit de suficiencia localizado mediante intervenciones alejadas del área de consumo no permite abordar el problema en su origen, al no lograr una descarga sustantiva en el nodo afectado, por lo que no constituyen soluciones técnicamente idóneas para el déficit identificado. En consecuencia, la localización de la solución en el corredor Chena – Cerro Navia responde a criterios técnicos, económicos, territoriales y operacionales que permiten atender directamente el centro de consumo comprometido.</p> <p>En cuanto a la supuesta aplicación improcedente del literal a) del artículo 88° del Reglamento de Planificación, cabe precisar que la referencia a la superación del 85% de utilización operativa en los autotransformadores de la S/E Chena constituye una decisión de la CNE de utilizar, como criterio de holgura, el mismo criterio aplicable en el caso del análisis de instalaciones radiales, a modo de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>"Adicionalmente, en consideración del elevado consumo de reactivos del sistema de transmisión de la Región Metropolitana, se determinó incluir un banco de condensadores de 80 MVAR en la barra de 110 kV de la nueva S/E Isabel Riquelme. Lo anterior debido a que se proyecta que, al año 2034, habría problemas de regulación de tensión en el sistema de 110 kV que abastece al Gran Santiago."</p> <p>Al respecto, tenemos las siguientes observaciones:</p> <p>Se observa que el análisis realizado por la CNE para fundamentar la inclusión del proyecto "Nueva S/E Isabel Riquelme" en el presente Plan de Expansión es metodológicamente inconsistente con los criterios aplicados por la propia Comisión para evaluar otras alternativas de expansión en la Región Metropolitana.</p> <p>El ITP justifica la obra basándose exclusivamente en un análisis de suficiencia de los autotransformadores de la S/E Chena, tratando esta instalación como si se tratara de un nodo radial, cuando en realidad forma parte de un sistema enmallado de transmisión 220/110 kV que abastece al Gran Santiago. Este enfoque simplificado no considera el comportamiento integral del sistema de transmisión de la Región Metropolitana ni evalúa alternativas de expansión que podrían ofrecer mayores beneficios sistémicos de largo plazo.</p> <p>Específicamente, observamos que:</p> <p>a) Existe una contradicción metodológica interna del ITP</p> <p>El Anexo 1 ("Resultado de la Evaluación de Proyectos Propuestos", páginas 41, 44 y 45) demuestra que la CNE rechazó múltiples proyectos de expansión 500/220 kV para la Región Metropolitana (S/E Alto</p>		<p>indicador técnico de pérdida de holgura del sistema, relevante para la evaluación de la suficiencia en régimen normal (condición N). Dicho umbral refleja una condición en la cual el sistema comienza a perder capacidad efectiva para abastecer la demanda ante variaciones esperables, lo que configura un riesgo creciente de desabastecimiento.</p> <p>En este contexto, la necesidad de expansión se fundamenta en un análisis estructural de suficiencia, que evidencia un deterioro progresivo de la capacidad de transformación en el sector poniente del Gran Santiago. Por lo tanto, tratándose de un sistema enmallado, la determinación de la necesidad de la Nueva S/E Isabel Riquelme se enmarca correctamente en lo dispuesto en el literal b) del artículo 88° del Reglamento, en cuanto responde a un problema de suficiencia sistémica.</p> <p>Ahora bien, la interpretación del referido artículo 88° debe efectuarse de manera armónica con el marco legal aplicable. En efecto, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que la planificación de la transmisión tiene como objetivo central incorporar las obras necesarias para el suministro de los usuarios sometidos a regulación de precios, y debe realizarse considerando, entre otros criterios, la minimización de los riesgos en el abastecimiento de la demanda. Este mandato no es meramente orientador, sino que constituye un límite material a la discrecionalidad técnica del proceso de planificación, en cuanto obliga a asegurar el suministro de la demanda como condición base.</p> <p>En este sentido, cuando se identifica un riesgo cierto de insuficiencia en régimen normal, la planificación no se encuentra en una etapa de evaluación opcional de beneficios, sino en una situación de cumplimiento de un mandato legal imperativo: asegurar el abastecimiento de la demanda.</p> <p>En consecuencia, no resulta jurídicamente correcto aplicar la evaluación económica a que se refiere el artículo 91° del Reglamento en términos estrictos, esto es, bajo un enfoque de beneficio neto, respecto de obras cuya justificación primaria es resolver un déficit de suficiencia. Ello, por cuanto en estos casos el beneficio económico se reduce esencialmente a evitar el costo de falla (energía no suministrada), el cual es común a todas las alternativas que permiten restituir el suministro. Bajo esta condición, la evaluación económica deja de ser un criterio de</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Jahuel, S/E Lo Aguirre, S/E Polpaico) utilizando el siguiente argumento textual:</p> <p>"Asimismo, se identifican distintas alternativas que otorgan los beneficios identificados por el proyecto propuesto, sin embargo, estas son excluyentes entre sí, debido a que al ser evaluadas en conjunto se producen subsidios cruzados. Dentro de estas alternativas se encuentran las ampliaciones en S/E Polpaico, S/E Lo Aguirre, S/E Alto Jahuel, así como nuevas subestaciones 500/220 kV en la Región Metropolitana."</p> <p>Y concluye cada rechazo señalando:</p> <p>"Debido a lo anterior, no se acoge esta propuesta para ser incorporada al presente informe técnico de expansión de la transmisión con el fin de realizar un estudio integral que permita determinar la solución más adecuada para la zona Metropolitana"</p> <p>Sin embargo, la CNE incorpora la S/E Isabel Riquelme sin haber realizado previamente dicho "estudio integral" que ella misma reconoce como necesario para la zona Metropolitana.</p> <p>b) Análisis localizado versus análisis sistémico</p> <p>La sección 8.3.5 del ITP fundamenta la obra exclusivamente en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La cargabilidad proyectada de los autotransformadores de S/E Chena (superior al 85% al año 2032).</li> <li>- La imposibilidad física de ampliar la S/E Chena en su emplazamiento actual.</li> <li>- Simulaciones que verifican que la S/E Isabel Riquelme reduce la cargabilidad de S/E Chena.</li> </ul> <p>Este análisis no evalúa si la solución propuesta es la más eficiente para el sistema de la RM en su</p>		<p>decisión sobre la conveniencia de ejecutar la obra, y pasa a ser un instrumento para comparar alternativas técnicamente equivalentes, no para cuestionar la necesidad misma de la expansión.</p> <p>En efecto, una evaluación en los términos de beneficio neto para una obra cuya única finalidad es el abastecimiento de la demanda conduciría inevitablemente a que el beneficio esté determinado exclusivamente por la reducción del costo de falla, esto es, el costo asociado a la no entrega de suministro a usuarios sometidos a regulación de precios. Dado que dicho costo es equivalente para todas las alternativas que resuelven el problema de suficiencia identificado, el resultado de dicha evaluación sería, en todos los casos, que la alternativa óptima corresponde a aquella que minimiza el costo de inversión en transmisión.</p> <p>Por otro lado, aceptar que la decisión de incorporar una obra de esta naturaleza quede sujeta a una comparación entre el costo de inversión y el costo de falla implicaría admitir que el abastecimiento de los usuarios regulados puede ser omitido en función de criterios económicos, lo que resulta incompatible con el mandato del artículo 87° de la LGSE, el cual exige incorporar las obras necesarias para asegurar dicho suministro en el horizonte de planificación ("... Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda"). En consecuencia, la obligación de abastecimiento no puede ser supeditada a una condición de rentabilidad económica, incluso en aquellos casos en que el costo de inversión de la solución supere el costo de falla estimado.</p> <p>Por lo tanto, tratándose de un proyecto cuya justificación estructural es mitigar un riesgo creciente de desabastecimiento en régimen normal, el estándar de eficiencia exigido por las letras b) y c) del artículo 87° se satisface mediante la identificación de la alternativa que resuelve el problema de suficiencia al menor costo posible dentro del conjunto de soluciones técnicamente factibles, y no mediante la evaluación de su conveniencia económica en</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>conjunto, considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El sistema 220/110 kV que abastece al Gran Santiago es enmallado, no radial, y por tanto la distribución de flujos depende de múltiples puntos de inyección (Chena, Cerro Navia, Lo Campino, Alto Jahuel, entre otros).</li> <li>• El propio ITP reconoce que otras subestaciones de la zona también presentan alta cargabilidad: “los transformadores de las SS/EE Cerro Navia y Lo Campino tienen una cargabilidad superior al 80% y están prontas a requerir ser ampliadas por necesidades de suficiencia” (página 128).</li> <li>• Una solución alternativa que considere una nueva bajada 220/110 kV o 500/220 kV hacia el sector oriente de Santiago podría redistribuir los flujos de manera más eficiente, aliviando simultáneamente la carga de los transformadores del sector poniente (Chena, Cerro Navia) y preparando el sistema para el crecimiento de demanda del sector oriente.</li> </ul> <p>c) Ausencia de evaluación de alternativas</p> <p>El ITP no presenta evidencia de haber evaluado alternativas a la S/E Isabel Riquelme, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nueva subestación 500/220 kV en el sector oriente de la RM.</li> <li>- Nueva bajada 220/110 kV desde el sistema de 220 kV hacia el oriente de Santiago.</li> <li>- Ampliación de la capacidad de transformación en otras subestaciones existentes del sistema mallado.</li> <li>- Combinaciones de las alternativas anteriores que pudieran constituir una solución de largo plazo más robusta.</li> </ul> <p>La CNE indica únicamente que “la intervención de otras subestaciones de 220/110 kV no resolvería la necesidad detectada” (página 129), pero no presenta los análisis que sustentan esta afirmación ni las</p>		<p>términos absolutos.</p> <p>En este marco, el análisis desarrollado por esta Comisión, incluyendo la comparación con las alternativas planteadas en la observación, permite concluir que la Nueva S/E Isabel Riquelme constituye la solución que, cumpliendo con el mandato de asegurar el abastecimiento de la demanda, presenta el menor costo de inversión dentro de las opciones viables, resultando por tanto la alternativa eficiente conforme al estándar legal aplicable.</p> <p>Finalmente, en cuanto al cuestionamiento sobre la aplicación del criterio de seguridad (N-1) en instalaciones zonales, cabe advertir que la determinación de una obra por necesidad de suficiencia no excluye que dicha infraestructura se dimensione cumpliendo con un estándar de diseño robusto. En tal sentido, la planificación debe propender a un desarrollo eficiente y seguro del sistema, considerando no solo las exigencias actuales de carga, sino también la flexibilidad y robustez necesarias para una operación confiable ante contingencias, en el marco de una visión de largo plazo. Exigir que la dimensión de suficiencia de una nueva obra se evalúe de forma aislada, omitiendo las holguras necesarias para resguardar la continuidad de suministro ante contingencias (alcanzando niveles equivalentes al criterio N-1), resulta técnicamente inoficioso y contrario al desarrollo armónico de la red. Por lo tanto, el Criterio N-1 no constituye el habilitante legal que justifica su inclusión, sino que corresponde a una prerrogativa técnica de diseño eficiente.</p> <p>Por lo expuesto, al encontrarse debidamente acreditada la necesidad de la obra por criterios de suficiencia en un sistema enmallado, y habiéndose verificado su conveniencia desde el punto de vista técnico y económico, se desestima la solicitud de eliminar los proyectos asociados a la “Nueva S/E Isabel Riquelme”, manteniéndose su incorporación en el Plan de Expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				alternativas específicas que fueron evaluadas y descartadas.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-6	ACENOR A.G	Calificación de subestaciones Nacionales: 3.2.1 Nueva S/E Isabel Riquelme; y 3.2.2 Nueva S/E Yutreco	Numeral 3.2.1 y 3.2.2	<p>Se observa que en el análisis de las soluciones 8.3.5 y 8.3.11 la CNE calificó como Nacionales a las subestaciones “Nueva S/E Isabel Riquelme” y “Nueva S/E Yutreco”, respectivamente, y el resto de las obras que componen dichas soluciones, las calificó como Zonales:</p> <p>Sección 8.3.5: (Zonal D) “Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena - Cerro Navia”</p> <p>Sección 8.3.11: “Apoyo a Osorno” (Zonal F) “Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue” (Zonal F) “Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT)” (Zonal F) “Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno – Remehue” (Zonal F) “Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)” (Zonal F) “Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco - Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco - Punto de seccionamiento”</p> <p>Si la calificación de las obras que la CNE indicó como Zonales se basan en un criterio de que su destino principal es el de abastecer la demanda, no vemos el motivo que fundamente calificar como Nacionales, a los proyectos “Nueva S/E Isabel Riquelme” y “Nueva S/E Yutreco”, considerando que son parte integrante de un grupo de obras calificadas como Zonales.</p>	<p>Se solicita a la CNE:</p> <p>a) Modificar la calificación de la subestación “Nueva S/E Isabel Riquelme” de Nacional a Zonal. b) Modificar la calificación de la subestación “Nueva S/E Yutreco” de Nacional a Zonal. c) En caso de que la CNE no realice las modificaciones solicitadas en los literales a) y b), se solicita indicar los fundamentos del rechazo estas solicitudes.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Si bien los proyectos señalados en la observación tienen un objetivo de carácter Zonal, su ejecución implica necesariamente la intervención de líneas de calificación Nacional. De esta forma, considerando la metodología de calificación de instalaciones, en particular, en lo que se refiere a la continuidad del Sistema Nacional mandatada por el artículo 40° del Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión (D.S 10/2019), es del todo lógico y reglamentariamente exigible que a una subestación que seccione una línea Nacional se le asigne esta calificación, al menos como tramo de subestación, es decir, considerando sus instalaciones comunes, para mantener la conformación de un mercado eléctrico común conforme al artículo 74° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>Por su parte, al tomar en cuenta la funcionalidad de la obra de expansión, se advierte que no tiene sentido ni sustento regulatorio calificar como pertenecientes al Sistema de Transmisión Nacional aquellas instalaciones asociadas a transformadores y líneas en niveles de tensión inferiores o que intervienen otras instalaciones ya calificadas como Zonales, cuyo propósito esencial es el abastecimiento de clientes regulados o libres dentro de un área territorial específica, de acuerdo con la definición legal de Sistema de Transmisión Zonal del artículo 75° de la referida Ley.</p> <p>Atendido lo anterior, se ha optado por separar los proyectos, de manera tal de mantener la consistencia en su calificación y funciones.</p> <p>En mérito de lo expuesto, y verificándose que la calificación de las instalaciones da estricto cumplimiento al marco legal y reglamentario, no resulta procedente acoger la observación, manteniéndose la estructura y calificación de los proyectos en los términos propuestos por esta Comisión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-7	ACENOR A.G	Numeral 8.3.11 Apoyo a Osorno	Numeral 8.3.11 y 7.3.7	<p>Se observa que en el análisis que la comisión realizó en la sección 8.3.11 “Apoyo a Osorno”, la Comisión consideró como temperatura ambiente 35°C para el cálculo de la capacidad de transmisión de la infraestructura existente. Al respecto, observamos que este supuesto no es coherente con lo indicado en la sección 7.3.7 del ITP, del cual deducimos que la temperatura a considerar debería ser 25°C. La [Figura ACN-3], contenida en el anexo adjunto al presente documento, muestra que la temperatura máxima mensual no superaría los 26° (<a href="https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/historico/temperaturaHistoricaAnual/400009">https://climatologia.meteochile.gob.cl/application/historico/temperaturaHistoricaAnual/400009</a>) por lo que debería utilizarse para el diseño y evaluación una temperatura de 25°.</p> <p>Por otro lado, se visualiza que la Comisión no comparó la solución propuesta, con otras soluciones que pueden solucionar la problemática detectada, a un menor valor de inversión. Al respecto, observamos:</p> <p>a) Que la Comisión indica dificultades para realizar ampliaciones de instalaciones existentes, en circunstancias que en la zona se visualiza abundancia de terrenos.</p> <p>b) Que el tramo que la Comisión indica tener insuficiente capacidad, Pilauco – Barro Planco 66 kV, con 96,9% de cargabilidad, tiene tan sólo 0,7 kms de longitud, con lo que presumimos que ampliar su capacidad merece al menos ser evaluada.</p> <p>Con todo, la justificación para esta obra sería la limitación del transformador 220/66 en la S/E Pilauco y la línea Pilauco Barro Blanco 66 kV. Ver Tabla 8-11 del informe. De la [Figura ACN-4], contenida en el anexo adjunto al presente documento, se observa que existe espacio en la S/E Pilauco para instalar un nuevo trafo y la línea Pilauco Barro Blanco está a 0,7 km, lo que no debiera ser un problema para ampliar</p>	<p>Se solicita a la CNE:</p> <p>a) Realizar nuevamente el análisis referido a “Apoyo a Osorno”, considerando la temperatura ambiente que corresponde con la metodología y supuestos que la propia Comisión definió en la sección 7.3.7.</p> <p>b) En caso de que corrigiendo la temperatura ambiente, aún se verifique problemas de abastecimiento de la demanda, se solicita evaluar la alternativa de ampliar la capacidad de transmisión del tramo Pilauco – Barro Planco 66 kV, o definitivamente construir un nuevo tramos de línea que lo reemplace. Lo anterior junto con incorporar un nuevo trafo 220/66 en la S/E Pilauco.</p> <p>c) Si la evaluación de las alternativas muestra que hay una más económica que la contenida en el Apoyo a Osorno, la Comisión debe eliminar esta obra.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos y normativos analizados por esta Comisión, la solicitud de modificar la temperatura de diseño y de reevaluar las alternativas de expansión para la zona de Osorno no resulta factible de ser acogida.</p> <p>En primer lugar, respecto al cuestionamiento sobre la temperatura ambiente utilizada, cabe aclarar que lo dispuesto en la sección 7.3.7 del Informe Técnico Preliminar aplica para la modelación del Sistema de Transmisión Nacional. Para el Sistema de Transmisión Zonal, la metodología considera las condiciones geográficas y climáticas locales más exigentes, empleando para ello registros históricos (tales como la Red Agrometeorológica INIA). En este sentido, tal como evidencian las propias estadísticas aportadas en la observación, la zona de Osorno registra temperaturas máximas que superan los 30°C. Por consiguiente, la adopción de un límite de 35°C con sol constituye un parámetro de diseño conservador y normativamente adecuado para representar las exigencias máximas del sistema y garantizar la resiliencia del abastecimiento durante los periodos estivales.</p> <p>En segundo lugar, en cuanto a la exigencia de evaluar como alternativa la instalación de un segundo banco de autotransformadores 220/66 kV en la S/E Pilauco, se advierte que dicha solución carece de viabilidad técnica y eficiencia sistémica. Su implementación requeriría la construcción de una nueva barra de 220 kV que, dadas las severas restricciones espaciales de la subestación, imposibilita dar cumplimiento a las exigencias normativas dispuestas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.</p> <p>A mayor abundamiento, esta alternativa induciría en el corto plazo la necesidad de reforzar la línea 2x66 kV Pilauco - Osorno (respecto de la cual se proyecta una cargabilidad cercana al límite de suficiencia hacia el año 2032), intervención que presenta altas complejidades constructivas y un elevado riesgo en la viabilidad de ejecución de las obras dado su emplazamiento urbano.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				dicha capacidad de la línea, cambiando el conductor, o instalando una nueva línea en 66 kV.		<p>Finalmente, respecto a la solicitud de reforzar la actual línea de 66 kV Pilauco - Barro Blanco en reemplazo de la obra contenida en el Informe Técnico, cabe señalar que la decisión de esta Comisión obedece a un análisis integral del sistema. El seccionamiento de la línea Barro Blanco - Pichil 66 kV en la S/E Pilauco constituye la solución técnico-económica óptima, toda vez que no solo da estricto cumplimiento al criterio de suficiencia, sino que aporta beneficios sistémicos estructurales que la alternativa propuesta omite: diversifica las fuentes de suministro hacia la S/E Pichil e incrementa significativamente la confiabilidad y seguridad del abastecimiento de la S/E Barro Blanco ante eventuales contingencias en las redes de 66 kV.</p> <p>En mérito de lo expuesto, se desestima la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-8	ACENOR A.G	7.4.3.1 Suficiencia	Numeral 7.4.3.1	<p>Se solicita a la Comisión justificar fundadamente el umbral de 80% para subestaciones primarias de distribución con potencia menor a 20 MW. Lo anterior, ya que en el artículo 88 a) del Reglamento se señala que:</p> <p>“Pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes. Excepcionalmente, para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión”.</p> <p>Sin embargo, la Comisión señala lo siguiente como justificación:</p> <p>“Por su parte, para aquellas unidades de transformación de las subestaciones primarias de distribución, cuya potencia máxima de abastecimiento sea inferior a 20 MVA, se consideró como base el criterio de holgura equivalente a un 20% respecto al nivel de utilización esperada en condición de demanda máxima, proyectada para el año en que se espera entre en operación la obra de expansión correspondiente”.</p> <p>Lo anterior no es una justificación fundada, sino un supuesto considerado por la Comisión. Se observa además que la aplicación práctica que realiza la Comisión en los diferentes proyectos es que los transformadores tengan menos de 20 MW, sin embargo, el reglamento se refiere a la capacidad de</p>	<p>a) Se solicita justificar fundadamente el umbral requerido para subestaciones primarias menores a 20 MW.</p> <p>b) Se solicita aplicar el criterio a las subestaciones primarias que tienen una capacidad de transformación menor a 20 MW, y no aplicar el criterio por transformador.</p> <p>c) En caso de no justificar adecuadamente, y de no aplicar el criterio correctamente, se solicita eliminar del plan las siguientes obras:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “Nueva S/E Pichidangui”</li> <li>• “Nueva S/E La Pitavia”</li> </ul>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La demanda proyectada que justifica la obra «Nueva S/E Pichidangui» (asociada a la cargabilidad de la S/E Quereo) supera el criterio normativo del 85% establecido en el Reglamento de Planificación (D.S N°37/2019), por lo que no resulta aplicable el umbral del 80% aludido en la observación y, en consecuencia, no requiere una justificación adicional. Por su parte, respecto a la solicitud de eliminar la obra «Nueva S/E La Pitavia», cabe señalar que esta será eliminada del presente Plan de Expansión en virtud de lo respondido a la observación ID 001-24.</p> <p>Por otro lado, respecto a la solicitud de aplicar el criterio a nivel de subestación y no por equipo, cabe señalar que el artículo 88 del Reglamento indica que “Pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución...”, estableciendo efectivamente que los criterios de holgura se aplican en subestaciones primarias. Sin embargo, esta Comisión entiende que, en ningún caso, dicho criterio se limita a la evaluación de la subestación como un todo, permitiendo considerar elementos específicos dentro de la instalación. En particular, aplicar el criterio de holgura de manera individual a los transformadores resulta plenamente justificado, dado que estos constituyen los componentes más relevantes de una subestación. Tal enfoque permite reflejar con mayor precisión la capacidad efectiva de suministro en diversos casos, como por ejemplo, en situaciones donde los transformadores operan con distintos niveles de tensión y, por tanto, no pueden respaldarse mutuamente.</p> <p>En virtud de lo anterior, al constatar la superación del umbral normativo del 85% y encontrarse debidamente justificada la aplicación del criterio a nivel de equipos de transformación, se desestima la solicitud de eliminar la obra «Nueva S/E Pichidangui» del plan de expansión.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				la S/E primaria y no a los transformadores individuales.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-9	ACENOR A.G	8.3.8 Nueva S/E La Pitavia	Numeral 8.3.8	<p>En relación a la S/E La Pitavia, la CNE plantea en la sección 8.3.8:</p> <p>1. Que "La obra tiene como objetivo "aportar a la suficiencia del sistema de transmisión, permitiendo abastecer las demandas conectadas en S/E Cauquenes 13,2 kV, que suministra a la comuna de Cauquenes y sus alrededores, perteneciente a la Región del Maule."</p> <p>2. Que La S/E Cauquenes actualmente tiene dos unidades de transformación AT/MT. Al proyectar la demanda al año 2032 se daría:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformador T1 (66/13,2 kV de 20 MVA): Se espera una cargabilidad cercana al 70%.</li> <li>• Transformador T2 (66/13,2 kV de 12 MVA): Se espera que su cargabilidad supere el 100% de su capacidad nominal.</li> </ul> <p>Junto a lo anterior, indica "Estos resultados indican que, incluso si es que fuese posible balancear la demanda entre las dos unidades de transformación en función de su potencia nominal, la cargabilidad promedio en las unidades de transformación T1 y T2 de S/E Cauquenes, de aproximadamente 84,5%, superaría el umbral establecido en el Reglamento de Planificación para la evaluación del criterio de suficiencia en equipos con capacidad nominal menor o igual a 20 MVA, lo que confirma la necesidad de un nuevo equipo de transformación para la zona."</p> <p>3. Que para solucionar el problema de cargabilidad, descarta las siguientes soluciones:</p> <p>3.a) Ampliación de S/E Cauquenes La CNE indica: "Esta Comisión no recomienda la ampliación de la S/E Cauquenes, debido a que esta se encuentra emplazada dentro del área urbana de la</p>	<p>Se solicita a la CNE:</p> <p>a) Eliminar del plan de expansión la obra "S/E la Pitavia", puesto que:</p> <p>a.1. La CNE no ha demostrado que se cumple la condición de cargabilidad superior en a 85% en los transformadores de la S/E Cauquenes, considerando un rebalanceo de cargas.</p> <p>a.2. La CNE no consideró como válida la alternativa de conectar carga a la S/E Nueva Cauquenes, en circunstancias que el Coordinador debe garantizar que se cumplan las condiciones de acceso abierto de las obras de expansión.</p> <p>b) En el eventual caso de que la CNE demostrara la imposibilidad de balancear la carga de los transformadores de la S/E Cauquenes, se solicita indicar expresamente las razones por las cuales no sería posible realizar una reconfiguración de las instalaciones al interior de la S/E Cauquenes, para hacer el espacio suficiente para la instalación de un nuevo transformador al interior de ella, y que ello no sea más económico que construir una nueva subestación.</p> <p>c) En caso de que la CNE demostrara la imposibilidad de balancear las cargas, y no demostrara la imposibilidad de instalar un nuevo transformador mediante una reconfiguración de las instalaciones dentro de S/E Cauquenes que sea más económica que construir la nueva S/E la Pitavia, se solicita a la CNE eliminar del plan de expansión el proyecto de S/E La Pitavia, y reemplazarlo por un proyecto de reconfiguración e instalación de nuevo transformador en la S/E Cauquenes.</p>	Ver respuesta a observación ID 001-24

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>ciudad de Cauquenes, presenta condiciones de confinamiento que dificultan su ampliación, al no disponer de terreno disponible que permita el crecimiento de la subestación."</p> <p>Además, indica que : "la actual disposición de los equipos dificulta tanto la incorporación de un nuevo transformador 66/13,2 kV como la extensión de la barra de 66 kV dentro del terreno existente, debido a la acometida de la línea 1x66 kV La Vega - Cauquenes."</p> <p>3.b) Ampliación de S/E Nueva Cauquenes Se descarta esta opción porque: "en virtud del Decreto 16T, se amplió el radio de emplazamiento de la S/E Nueva Cauquenes de 1 km a 3 km y, por lo tanto, no existen certezas de que la ubicación de la instalación garantice el debido acceso y la conexión de alimentadores de los sistemas de distribución de la zona."</p> <p>4. Factibilidad Técnica de La Pitavia En el Anexo 5, la Comisión indica que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• verificó que "es posible emplazar las nuevas instalaciones indicadas anteriormente sin identificar interferencias para su construcción y sin afectar la operación de las instalaciones en servicio."</li> <li>• "existen espacios disponibles para emplazar la nueva subestación y enlaces de seccionamiento"</li> </ul> <p>5. Finalmente, la CNE concluye que "En función de los análisis realizados, esta Comisión propone la obra "Nueva S/E La Pitavia", de acuerdo con la especificación de las obras contenida en el capítulo 4."</p> <p>En relación al análisis de la CNE, observamos lo siguiente:</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>A. Que el art. 88 a) señala que “Pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes. Excepcionalmente, para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión”</p> <p>De lo anterior se desprende claramente que el umbral es 85%, y que sólo puede ser menor a 85% si la subestación primaria tiene menos de 20 MW de capacidad, lo cual no ocurre en este caso, ya que la subestación tiene dos transformadores que suman 32 MW.</p> <p>Además, el informe preliminar no justifica el umbral de 80% para subestaciones primarias con menos de 20 MW de capacidad de transformación.</p> <p>La cargabilidad promedio de 84% no gatilla el requerimiento propuesto.</p> <p>B. No visualizamos en la imagen satelital de la S/E Cauquenes y sus alrededores la imposibilidad técnica de realizar una reconfiguración de instalaciones dentro de la propia S/E Cauquenes, que permita formar el espacio suficiente para instalar un nuevo transformador, y que esta reconfiguración no sea más económica que construir una nueva subestación como La Pitavía.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-10	ACENOR A.G	7.4.4 Etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio (Consideración de criterio N-1 en instalaciones Zonales)	Numeral 7.4.4	<p>La Comisión Nacional de Energía señala en las páginas 93-94 del Informe Técnico Preliminar que “no existe una exigencia normativa para mantener un nivel de seguridad equivalente al “criterio N-1” en los sistemas de transmisión zonal”, no obstante, lo cual afirma haber utilizado “las atribuciones que le entrega el Reglamento de Planificación” para realizar modificaciones a obras de expansión zonal basándose en dicho criterio.</p> <p>Al respecto, se observa que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El artículo 89 del Reglamento de Planificación (DS37/2021) dispone que las obras de expansión deben garantizar la seguridad y calidad de servicio “frente a las contingencias que establece la normativa técnica para el segmento de transmisión respectivo”. Si la normativa técnica no establece el criterio N-1 para transmisión zonal, la CNE carece de habilitación legal para imponer dicho estándar.</li> <li>2. La propia CNE reconoce implícitamente esta carencia al indicar que será la futura revisión de la NTSyCS, en conjunto con la implementación del artículo 81° del Reglamento, la que “permitirá a la Comisión actualizar la metodología de análisis de obras por seguridad en los sistemas de transmisión zonal”. Esto confirma que actualmente no existe el sustento normativo necesario.</li> <li>3. Aplicar criterios de seguridad no establecidos normativamente constituye un ejercicio de atribuciones que excede el marco legal vigente, vulnerando el principio de legalidad que debe regir la actuación de los órganos de la Administración del Estado.</li> </ol> <p>Entre las obras que se sustentan por este criterio se encuentran las del grupo de proyectos “Apoyo a Osorno”:</p>	<p>Se solicita a la CNE eliminar del plan de expansión los proyectos de expansión zonal que se hayan basado en criterios de seguridad que no se encuentran establecidos en la normativa técnica vigente.</p> <p>En particular, eliminar los proyectos contenidos en el grupo “Apoyo a Osorno”, cuya inclusión en el plan de expansión se fundamentó en el cumplimiento del criterio N-1 en el sistema Zonal.</p>	<p>No se acoge la observación. ACENOR yerra al afirmar que los proyectos contenidos en el grupo «Apoyo a Osorno» fueron fundamentados en el criterio de seguridad (N-1). Contrario a lo afirmado en la observación y tal como consta en la estructuración del Informe Técnico Preliminar (Capítulo 8.3), dichas obras fueron evaluadas, justificadas e incorporadas bajo un análisis de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 88° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019), cuyo objeto primordial es garantizar el abastecimiento futuro de la demanda.</p> <p>Respecto a la cita del Informe Técnico Preliminar aludida en la observación, cabe precisar que dicha mención se enmarca exclusivamente en el análisis comparativo de las distintas alternativas de solución evaluadas. Al señalar que el abastecimiento desde la S/E Pilauco proyecta una cargabilidad elevada y que, «además de no contar con criterio de seguridad N-1, podría requerir el eventual refuerzo de esta línea para mantener el criterio de suficiencia», esta Comisión constató que la alternativa correspondiente a la ampliación de la S/E Pilauco, derivaría invariablemente en problemas de suficiencia estructurales, siendo la falta de redundancia operativa una vulnerabilidad descriptiva adicional, pero en ningún caso el gatillador regulatorio de la propuesta de expansión. De manera que, la mención a la condición operativa de la línea Pilauco - Osorno 66 kV aludida en la observación, constituye un antecedente técnico-económico empleado para evaluar comparativamente las alternativas de expansión en cumplimiento del mandato de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y no implica que la incorporación del grupo de obras «Apoyo a Osorno» se haya basado en un criterio de seguridad.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cabe advertir que la determinación de una obra por necesidad de suficiencia no excluye que dicha infraestructura se dimensione cumpliendo con un estándar de diseño robusto. En tal sentido, la planificación debe propender a un desarrollo eficiente y seguro del sistema, considerando no solo las exigencias actuales de carga, sino también la flexibilidad y robustez necesarias para una operación confiable ante contingencias, en el marco de una visión de largo plazo. Evaluar la dimensión de suficiencia de una obra nueva de manera aislada, omitiendo las</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva S/E Yutreco (Nacional)</li> <li>• Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT) (Zonal F)</li> <li>• Aumento de capacidad línea 2x66 kV Osorno – Remehue (Zonal F)</li> <li>• Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue (Zonal F)</li> <li>• Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT) (Zonal F)</li> <li>• Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco – Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad (Zonal F)</li> </ul> <p>Al respecto, en la página 147 se indica: “Si bien sería posible, en principio, ampliar la subestación Pilauco a través de la adición de un segundo equipo de transformación 220/66 kV, los resultados obtenidos muestran que la línea Pilauco – Osorno 66 kV es la principal línea de abastecimiento de la demanda en las SS/EE Osorno y Pilmaiquén, y que al 2032 proyecta una cargabilidad elevada, de aproximadamente 75%, por lo que continuar con el abastecimiento de la demanda desde la S/E Pilauco, además de no contar con criterio de seguridad N-1, podría requerir el eventual refuerzo de esta línea para mantener el criterio de suficiencia.”</p> <p>Por tanto, se debe eliminar del plan de expansión los proyectos que se fundamentaron en el cumplimiento de criterio N-1 en el sistema Zonal.</p>		<p>holguras necesarias para resguardar la continuidad de suministro ante contingencias (alcanzando niveles equivalentes al criterio N-1), resulta técnicamente inoficioso y contrario al desarrollo armónico de la red.</p> <p>Por consiguiente, la necesidad de expansión de estas obras se originó en la Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional. Este análisis se realizó en estricta conformidad con las metodologías establecidas en el artículo 88° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019). Por lo tanto, el Criterio N-1 no constituye el fundamento legal que justifica su inclusión. El adecuado dimensionamiento de estas instalaciones corresponde a una prerrogativa técnica de diseño eficiente. En consecuencia, la acusación de haber excedido el marco legal vigente carece de todo asidero. Por consiguiente, se desestima la solicitud de eliminar los proyectos y se mantiene su incorporación en el presente proceso.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-11	ACENOR A.G	7.4.3.1 Suficiencia	Numeral 7.4.3.1	<p>En la sección 7.4.3.1 la CNE indica:</p> <p>“En cuanto al tratamiento de la generación distribuida, ya sea conectada directamente al sistema de distribución en media tensión (PMGD) o a nivel residencial, esta no fue considerada para efectos de la determinación de los requerimientos en términos de suficiencia, sin perjuicio de las posibles sensibilidades que se puedan realizar al respecto.”</p> <p>Al respecto, observamos que la decisión de no considerar la generación distribuida para efectos de la determinación de los requerimientos de suficiencia resulta cuestionable y presenta una inconsistencia metodológica con otros criterios aplicados por la propia Comisión en el presente proceso de planificación.</p> <p>En efecto, según consta en el documento "Propuestasdesechadas2025.pdf", la CNE ha desechado múltiples propuestas de expansión presentadas por empresas transmisoras precisamente porque sus perfiles de demanda no incorporaron adecuadamente “el descuento del efecto de los PMGD conectados a las redes de distribución”. La Comisión califica dicho descuento como un "requisito indispensable para reflejar adecuadamente los perfiles de carga utilizados en el análisis" y señala que su omisión constituye una "deficiencia metodológica [que] impide la utilización de dichos antecedentes como insumo para los estudios de evaluación del proyecto".</p> <p>Esta posición adoptada por la CNE al evaluar propuestas de terceros evidencia que la propia autoridad reconoce que los PMGDs tienen un efecto significativo y cuantificable sobre los perfiles de demanda neta del sistema. Resulta entonces contradictorio que, por una parte, se exija a los promotores de proyectos considerar el efecto de los</p>	<p>Se solicita a la CNE que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Subsane la inconsistencia metodológica identificada, aplicando criterios coherentes respecto al tratamiento de los PMGDs tanto en la evaluación de propuestas de terceros como en la determinación de los requerimientos de suficiencia del plan de expansión. Esto es, incluir en el análisis de la Comisión, el aporte de los PMGD a la suficiencia.</li> <li>2. Realice las sensibilidades que la propia Comisión señala como posibles, incorporando escenarios que consideren el aporte de la generación distribuida al abastecimiento de la demanda máxima, diferenciando por horario de ocurrencia de los peaks.</li> <li>3. En caso de mantener la exclusión de los PMGDs, fundamente técnicamente las razones por las cuales el aporte de estos medios de generación no puede ser considerado estadísticamente confiable para efectos de suficiencia, especialmente en horarios con alta producción solar. Lo anterior teniendo en consideración que los escenarios supuestos para el análisis de suficiencia tienen condiciones bastante extremas en lo que respecta a temperatura, condiciones operacionales, demanda máxima etc., donde además las demandas más altas se producen generalmente en las horas de día de mayor temperatura y generación solar. En vista de lo anterior, resulta cuestionable que existiendo en algunos casos varios PMGD solares (y en la zona sur hidráulicas de pasada) asociados a una subestación primaria, se decida no considerar ningún aporte en todo el sistema. La Comisión debe evaluar la pertinencia de considerar PMGD en las S/E primarias caso a caso.</li> </ol> <p>En caso de que la CNE no realice los análisis antes señalados, las siguientes obras deben ser eliminadas del plan de expansión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT)</li> </ul>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, no existe la contradicción metodológica aludida en la observación, sino una estricta y coherente aplicación de los criterios de planificación. Cabe destacar que la planificación de la transmisión tiene como fin estructural habilitar la infraestructura necesaria para el abastecimiento seguro de los consumos en el largo plazo. En este contexto, la exigencia a terceros de descontar el efecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en la presentación de sus perfiles obedece a un proceso fundamental de depuración de la información base. Dado que los medidores ubicados en los transformadores de las subestaciones primarias registran flujos netos, incorporar dichos registros sin aislar la inyección local generaría un enmascaramiento de las verdaderas necesidades de la demanda subyacente.</p> <p>La omisión de este procedimiento analítico conllevaría a interpretaciones equívocas. Por un lado, los flujos inversos de potencia, originados por las inyecciones de generación hacia el sistema de transmisión, podrían ser contabilizados erróneamente como demanda, derivando en un sobredimensionamiento artificial y en un riesgo inminente de sobreinversión ineficiente. Por otro lado, la lectura directa de flujos netos en horarios de alta inyección provocaría un subdimensionamiento de la demanda máxima real, dejando a la red sin la capacidad física necesaria para operar de manera segura. Por lo tanto, es precisamente la demanda bruta depurada la que esta Comisión utiliza como insumo base para determinar los requerimientos de suficiencia del Sistema de Transmisión Zonal.</p> <p>Respecto a la solicitud de incorporar estadísticamente el aporte de los PMGD (predominantemente de tecnología solar fotovoltaica) para reducir los requerimientos de transmisión y condicionar la aprobación de las obras listadas, esta Comisión advierte que considerar una tecnología de generación variable y no despachable como capacidad firme contraviene el mandato imperativo de seguridad sistémica. De conformidad al artículo 87° y al artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la red debe estar capacitada para abastecer la demanda máxima bruta ante</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>PMGDs en sus análisis de cargabilidad, mientras que, por otra parte, se descarte completamente dicho efecto para la determinación de los requerimientos de suficiencia a nivel del plan de expansión.</p> <p>Adicionalmente, cabe considerar los siguientes puntos:</p> <p>1. Coincidencia horaria con peaks de demanda:</p> <p>Según se desprende de los perfiles de generación fotovoltaica contenidos en la sección 7.3.6.1 del ITP (Figura 7-7 y Tabla 7-13), las centrales solares presentan producción significativa durante las horas diurnas, alcanzando su máximo entre las horas 10 y 17 aproximadamente. Dado que una proporción importante de los PMGDs corresponde a tecnología solar fotovoltaica, existe una alta probabilidad de que estos medios de generación contribuyan de manera efectiva al abastecimiento de peaks de demanda que ocurran durante el período de mayor radiación solar.</p> <p>2. Magnitud creciente de la generación distribuida</p> <p>Si bien los archivos del proyecto no detallan la cantidad exacta de MW instalados de PMGDs actualmente, es de público conocimiento que esta cifra ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años, alcanzando magnitudes que hacen difícil justificar su exclusión total de los análisis de suficiencia sin al menos cuantificar su potencial aporte.</p> <p>3. Análisis de sensibilidades:</p> <p>La propia CNE reconoce en el texto observado que podrían realizarse "posibles sensibilidades" al respecto. Se solicita que, como mínimo, dichas sensibilidades sean efectivamente ejecutadas y sus resultados sean incorporados al Informe Técnico</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva S/E Isabel Riquelme</li> <li>• Nueva S/E Yutreco</li> <li>• Nueva S/E Pichidangui</li> <li>• Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento - Casablanca</li> <li>• Ampliación en S/E Lo Boza (RTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E San José (RTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Lo Prado (NTR ATAT)</li> <li>• Nuevos equipos de transformación en S/E Isabel Riquelme (NTR ATAT) y seccionamiento de línea 2x110 kV Chena - Cerro Navia</li> <li>• Ampliación en S/E Nirivilo (NTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT)</li> <li>• Nueva S/E La Pitavia</li> <li>• Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt - Seccionadora Río Toltén</li> <li>• Ampliación en S/E La Unión (NTR ATMT)</li> <li>• Ampliación en S/E Remehue (2BP+BT)</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Osorno - Remehue</li> <li>• Ampliación en S/E Pilauco 66 kV (BP+BT)</li> <li>• Seccionamiento de línea 1x66 kV Barro Blanco - Pichil en S/E Pilauco y aumento de capacidad de tramo Barro Blanco - Punto de seccionamiento</li> <li>• Ampliación en S/E Calbuco (NTR ATMT)</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 1x110 kV Chonchi - Quellón</li> <li>• Nuevo equipo de transformación en S/E Yutreco (NTR ATAT) y nueva línea 2x66 kV Yutreco – Remehue.</li> </ul>	<p>escenarios operacionales exigentes. Prescindir de obras de suficiencia asumiendo inyecciones probabilísticas y no garantizadas de PMGD expondría al sistema a severas sobrecargas y eventuales cortes de suministro en horarios vespertinos, días de baja radiación o ante indisponibilidades de dichos generadores, vulnerando abiertamente la normativa vigente.</p> <p>Finalmente, en relación a la solicitud de ejecutar y adoptar análisis de sensibilidades, se precisa que dichas evaluaciones constituirían únicamente ejercicios analíticos complementarios de carácter exploratorio, destinados a observar el comportamiento de los flujos bajo distintos escenarios de inyección. Desde el punto de vista de esta Comisión, dichos escenarios no presentan las condiciones más exigentes de demanda para el sistema, por lo que no pueden ser utilizados para tomar decisiones de inversión estructural de largo plazo.</p> <p>En mérito de lo expuesto, la Comisión ratifica la pertinencia técnica y la necesidad de mantener en el Plan de Expansión la totalidad de las obras aludidas en la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				Definitivo, de manera de evaluar con mayor precisión el efecto de la generación distribuida sobre los requerimientos de suficiencia del sistema de transmisión zonal.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-12	ACENOR A.G	8.3.9 Apoyo a Teodoro Schmidt	Numeral 8.3.9	<p>En la sección 8.3.9 del Informe Técnico Preliminar, la CNE fundamenta parte de la justificación del proyecto "Apoyo a Teodoro Schmidt" en problemas identificados en el sistema de distribución, señalando textualmente:</p> <p>"En primer lugar, y de acuerdo con la información presentada por la empresa STS a propósito del proceso de expansión de la transmisión, se proyecta que al año 2035 el perfil de tensión del alimentador Pitrufrquén-Toltén presentaría valores fuera de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente (regulación de al menos <math>\pm 8\%</math> para redes de media tensión en alimentadores de densidad baja), y existirían tramos de la red de distribución con una cargabilidad superior a 85%. Esto refleja que, en el corto plazo, sería necesario el refuerzo de la red de distribución, lo que fue tomado en cuenta por esta Comisión para el diseño de esta obra de expansión." (página 141)</p> <p>Al respecto, tenemos las siguientes observaciones:</p> <p>1. Los problemas identificados son propios del sistema de distribución</p> <p>Los dos problemas técnicos citados por la CNE corresponden inequívocamente a aspectos del sistema de distribución:</p> <p>a) Regulación de tensión fuera de norma en alimentadores de media tensión: La regulación de tensión en redes de media tensión (<math>\pm 8\%</math> para alimentadores de densidad baja) es una exigencia establecida en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, no en la normativa de transmisión.</p> <p>b) Cargabilidad superior a 85% en tramos de la red de</p>	<p>Se solicita a la Comisión Nacional de Energía:</p> <p>1) Eliminar del plan de expansión los proyectos el "Apoyo a Teodoro Schmidt", es decir eliminar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén, nuevo patio 110 kV (BPS+BT).</li> <li>• Ampliación en S/E Seccionadora Río Toltén (NTR ATAT).</li> <li>• Nueva S/E Teodoro Schmidt y nueva línea 2x110 kV Teodoro Schmidt – Seccionadora Río Toltén.</li> </ul> <p>2) Sin perjuicio de lo anterior, incorporar al Informe Técnico del Plan de Expansión un análisis técnico-económico que fundamente el dimensionamiento de las obras del proyecto "Apoyo a Teodoro Schmidt", el cual deberá incluir al menos:</p> <p>a) Análisis comparativo de alternativas de nivel de tensión: Evaluación técnico-económica de alternativas en 66 kV versus la solución propuesta en 110 kV, considerando que la necesidad se origina en infraestructura de 66 kV y que dicho nivel de tensión está presente en la zona.</p> <p>b) Justificación de la capacidad de transformación: Análisis que fundamente la elección de un transformador de 30 MVA considerando la demanda proyectada a abastecer, los criterios de suficiencia aplicables (holgura de 15% o 20% según corresponda) y la eventual necesidad de reserva.</p> <p>c) Justificación del número de circuitos de la línea: Análisis que fundamente la necesidad de una línea de doble circuito (2x110 kV) versus simple circuito, considerando los criterios de seguridad y redundancia aplicables según la normativa técnica vigente para el nivel de demanda a servir.</p> <p>d) Justificación de la capacidad de las líneas: Análisis que fundamente la capacidad de 90 MVA por circuito en</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En base a las proyecciones y análisis realizados por esta Comisión, la nueva S/E Teodoro Schmidt y su línea de transmisión asociada se incorporan para asegurar el criterio de suficiencia en el sistema de transmisión Zonal.</p> <p>En primer término, respecto a lo indicado en la observación en cuanto a que se estaría utilizando la planificación de la transmisión para resolver problemas del segmento de distribución, cabe indicar que el artículo 88° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019) autoriza expresamente a la Comisión a evaluar la incorporación de nuevas subestaciones considerando indicadores representativos del sistema de distribución, estableciendo al efecto que: "Para efectuar el Análisis de Suficiencia en los Sistemas de Transmisión Zonal, la Comisión podrá considerar, entre otras variables, las características particulares de los sistemas de distribución a los cuales abastecen directamente las instalaciones de transmisión zonales, tales como sus demandas máximas históricas y su proyección, instalaciones de generación distribuida existentes y futuras, capacidad máxima de las subestaciones primarias de distribución, según lo establecido por la normativa (...). Además, la Comisión podrá evaluar la incorporación de nuevas subestaciones primarias de distribución, así como la ampliación de las existentes, considerando para dichos efectos las demandas máximas proyectadas de la zona, nuevos crecimientos, proyecciones de generación en distribución, traspasos de carga en el sistema de distribución o indicadores representativos de dicho sistema, tales como MVA/km, MVA/km<sup>2</sup>, zona rural o urbana, entre otros." A mayor abundamiento, el artículo 81° del mismo cuerpo normativo mandata expresamente que la Comisión «a través de la Planificación de la Transmisión, podrá evaluar soluciones conjuntas, a nivel de transmisión y distribución, que permitan contribuir a la suficiencia y a mejorar la seguridad y calidad de suministro para los clientes finales». Atendido lo anterior se aclara que la nueva S/E Teodoro Schmidt no busca planificar la red de distribución, sino proveer un punto de inyección estructural eficiente ante la gran lejanía de los centros de consumo desde la S/E Pitrufrquén.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>distribución: La cargabilidad de los alimentadores de distribución es un parámetro de gestión y dimensionamiento del sistema de distribución, cuya responsabilidad recae en el concesionario de distribución.</p> <p>La propia CNE reconoce expresamente que “en el corto plazo, sería necesario el refuerzo de la red de distribución”, lo que confirma que la naturaleza del problema es propia del segmento de distribución.</p> <p>2. Separación de responsabilidades entre segmentos</p> <p>El marco regulatorio eléctrico chileno establece una clara separación entre los distintos segmentos del sistema eléctrico. Conforme al artículo 77 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Sistema de Transmisión Zonal “está constituido por líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados”.</p> <p>El propio Informe Técnico, en su Anexo 1 de Propuestas Desechadas, reafirma esta distinción al señalar que “el STZ no se concibe como un sistema destinado prioritariamente a habilitar infraestructura cuyo único propósito sea permitir la conexión de proyectos de generación, sin que exista una necesidad verificada vinculada al suministro de demanda”.</p> <p>Por analogía, tampoco corresponde que el Sistema de Transmisión Zonal sea utilizado para resolver deficiencias propias del sistema de distribución, cuando estas pueden y deben ser abordadas por el concesionario de distribución conforme a sus obligaciones legales y reglamentarias.</p> <p>3. Obligaciones del concesionario de distribución</p>	<p>relación con la demanda proyectada y los criterios de suficiencia aplicables.</p> <p>e) Evaluación económica comparativa: Comparación de costos de inversión, operación y mantenimiento de las alternativas analizadas, que permita verificar que la solución propuesta resulta económicamente eficiente conforme lo exige el artículo 87° de la Ley.</p> <p>La incorporación de este análisis es necesario para dar cumplimiento a los objetivos de eficiencia económica establecidos en la LGSE y el Reglamento de Planificación, y para permitir a los interesados evaluar adecuadamente la proporcionalidad y eficiencia de las obras propuestas. Lo anterior cobra especial relevancia considerando que el valor de inversión referencial del conjunto de los tres proyectos propuestos en el numeral 8.3.9 asciende a aproximadamente 67 millones de dólares, constituyendo del orden del 21% del total de valor de inversión de las obras propuestas en este informe preliminar.</p>	<p>En segundo término, respecto al supuesto sobredimensionamiento de la obra, la capacidad y nivel de tensión propuestos obedecen al estricto cumplimiento del artículo 73° del citado Reglamento, el cual exige contemplar «holguras o redundancias necesarias», facultando a la Comisión a proponer «instalaciones de transmisión con un estándar constructivo mayor al de energización». En tal sentido, considerando que la demanda proyectada al año 2044 en el alimentador Pitrufrquén-Toltén 23 kV es de aproximadamente 12 MW, un equipo de 30 MVA busca asegurar el criterio de suficiencia en el largo plazo. De la misma manera, la tensión nominal de la línea de transmisión se determinó considerando criterios de planificación de largo plazo, en particular, la capacidad de regulación de tensión de la línea, tanto en operación normal como en contingencia. Así, considerando un conductor similar para las alternativas de 110 kV y 66 kV (90 MVA para 110 kV, 54 MVA para 66 kV) y en caso de contingencia de uno de los circuitos de la línea Río Toltén – Teodoro Schmidt, y tomando en cuenta una demanda de 30 MVA (capacidad nominal del transformador propuesto), el sistema energizado en 66 kV vería una caída de tensión en la S/E Teodoro Schmidt de aproximadamente un 4,4% con respecto a la tensión en la S/E Río Toltén, mientras que el sistema energizado en 110 kV vería una caída de aproximadamente 1,3%. Debido a lo anterior se eligió la tensión nominal 110 kV, pues se considera que contar con buena estabilidad de tensión en las barras de Teodoro Schmidt es de gran importancia, pues, aunque la S/E acerca la transmisión a los consumos de distribución, los eventuales alimentadores suministrados desde la subestación seguirán teniendo una gran longitud (20 kilómetros hacia Nueva Toltén, 17 kilómetros hacia Puerto Domínguez), y por lo tanto es importante una cabecera fuerte con tal de minimizar la variación de tensión por demanda en los alimentadores de distribución.</p> <p>Finalmente, y haciéndose cargo de la supuesta falta de evaluación económica comparativa, cabe señalar que, al tratarse de un proyecto cuya justificación estructural es dar cumplimiento al criterio de Suficiencia, el artículo 88°, letra a), del Reglamento exime a esta iniciativa de la subetapa de evaluación económica orientada a demostrar beneficios netos positivos. Para este tipo de obras, el estándar legal de eficiencia dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos se acredita seleccionando la</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>La empresa distribuidora tiene la obligación legal de mantener su sistema en condiciones que cumplan con los estándares de calidad de servicio establecidos en la normativa vigente. Los problemas de regulación de tensión y cargabilidad en alimentadores de media tensión deben ser resueltos por la empresa distribuidora mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Refuerzo de conductores en tramos sobrecargados</li> <li>- Instalación de reguladores de tensión</li> <li>- Compensación reactiva en puntos estratégicos</li> <li>- Reconfiguración o seccionamiento de alimentadores</li> <li>- Construcción de nuevos alimentadores</li> </ul> <p>Estas son inversiones propias del sistema de distribución, cuyo costo es reconocido en los procesos tarifarios de distribución y no deben ser trasladadas al segmento de transmisión.</p> <p>4. Improcedencia de utilizar la planificación de transmisión para resolver problemas de distribución</p> <p>Utilizar la planificación de la transmisión para resolver problemas que son responsabilidad del concesionario de distribución genera las siguientes distorsiones:</p> <p>a) Distorsión tarifaria: Los costos de las obras de transmisión zonal son pagados por todos los usuarios del sistema zonal respectivo, mientras que las inversiones en distribución son reconocidas en las tarifas de distribución de la zona de concesión específica. Al resolver un problema de distribución mediante una obra de transmisión, se produce un subsidio cruzado entre usuarios.</p> <p>b) Desincentivo a la gestión eficiente del sistema de distribución: Si los problemas de calidad de servicio en distribución pueden ser resueltos mediante obras de transmisión financiadas por terceros, se reduce el incentivo del concesionario de distribución para</p>		<p>alternativa de mínimo costo dentro de aquellas técnicamente factibles para el horizonte de veinte años. Al quedar descartada una solución en 66 kV por las severas limitaciones de regulación de tensión a largo plazo ya expuestas, la configuración en 110 kV constituye la única alternativa estructuralmente viable, resultando improcedente exigir un análisis económico comparativo frente a opciones inhabilitadas técnicamente, desestimándose la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>gestionar eficientemente su red.</p> <p>c) Confusión de roles regulatorios: La planificación de la transmisión tiene objetivos específicos definidos en el artículo 87° de la Ley, entre los cuales no se encuentra resolver deficiencias en el cumplimiento de estándares de calidad de servicio en el sistema de distribución.</p> <p>5. Contradicción con el principio de eficiencia económica</p> <p>El artículo 87° de la Ley establece que la planificación debe considerar “instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico”.</p> <p>Si el problema diagnosticado es un incumplimiento futuro de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la solución eficiente es que la empresa distribuidora realice las inversiones necesarias en su sistema para cumplir con dicha normativa, y no que se construya una nueva subestación de transmisión con una línea de 37 km a un costo de aproximadamente USD 48,7 millones.</p> <p>6. La CNE carece de atribuciones para planificar el sistema de distribución</p> <p>La planificación del sistema de distribución no es competencia de la CNE en el marco del proceso de planificación de la transmisión. Al incorporar como fundamento de una obra de transmisión la solución de problemas propios del sistema de distribución, la CNE excede el ámbito de sus atribuciones en materia de planificación de la transmisión.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, y aun en el caso que se estimara procedente abordar la problemática identificada mediante una obra de transmisión, el ITP</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>no presenta un análisis técnico-económico que fundamente el dimensionamiento de las obras propuestas para el proyecto "Apoyo a Teodoro Schmidt", particularmente en lo referente al nivel de tensión de las instalaciones (110 kV), la capacidad del transformador (30 MVA), el número de circuitos de la línea de transmisión (doble circuito) y la capacidad de esta (90 MVA por circuito).</p> <p>El artículo 88 del Reglamento de Planificación de la Transmisión DS37/2019 establece que en la Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional se deben determinar "las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla en el Sistema Eléctrico Nacional", debiendo considerarse "la complementariedad o sustituibilidad entre las distintas alternativas analizadas". Asimismo, el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las instalaciones de transmisión deben "resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico".</p> <p>El propio ITP señala que el problema que motiva el proyecto es la pérdida del criterio de suficiencia en el "transformador T2 66/13,8-24 kV 20 MVA de la S/E Pitrufrquén" (página 139), es decir, un transformador de nivel de tensión 66 kV. Sin embargo, la solución propuesta contempla instalaciones en 110 kV (nueva S/E Teodoro Schmidt 110/23 kV y línea 2x110 kV), sin que el informe presente una comparación técnico-económica con alternativas en el nivel de tensión existente (66 kV) que justifique el dimensionamiento propuesto.</p> <p>El Anexo de Ingenierías Conceptuales tampoco contiene dicho análisis, limitándose a describir la solución ya definida sin fundamentar las decisiones de dimensionamiento adoptadas.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>Adicionalmente, la propia CNE señala en el Anexo 1 de Propuestas Desechadas que "la evaluación económica constituye una exigencia normativa ineludible para verificar su mérito relativo frente a otras alternativas de expansión" (página 91), criterio que debiera aplicarse consistentemente también a las obras que la CNE propone en su informe.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-13	ACENOR A.G	Obras por abastecimiento de la demanda  7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional  8.3.1 Nueva S/E Pichidangui  8.3.8 Nueva S/E La Pitavia	Numerales 7.3.2, 8.3.1, 8.3.8	<p>Se observa que la CNE recomendó la construcción de dos nuevas subestaciones, fundamentando dicha decisión en que la cargabilidad de algunos transformadores existentes en la zona superaría los límites de suficiencia definidos, y que no existiría espacio físico para su ampliación en las subestaciones actuales.</p> <p>Específicamente, la CNE aplicó los siguientes criterios de suficiencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Holgura del 15% (cargabilidad máxima del 85%) para equipos de transformación con capacidad nominal superior a 20 MVA.</li> <li>• Holgura del 20% (cargabilidad máxima del 80%) para unidades de transformación con capacidad nominal menor o igual a 20 MVA.</li> </ul> <p>Las obras que recomendó, donde aplicó este análisis, son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva S/E Pichidangui. debido a la cargabilidad del transformador Quereo 110/23 kV 13 MVA.</li> <li>• Nueva S/E La Pitavia. debido a la cargabilidad del transformador Cauquenes 66/13,2 kV 12 MVA.</li> </ul> <p>En relación a esto, tenemos los siguientes antecedentes normativos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El artículo 88 del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N37/2019) establece, respecto de la Etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, que se deben determinar las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda, y que "Para determinar el conjunto de proyectos que permitan cumplir los objetivos anteriores, se consideró la complementariedad o sustitubilidad entre las distintas alternativas analizadas."</li> <li>• El artículo 87° de la LGSE establece que el proceso de planificación debe considerar los objetivos de eficiencia económica y que las instalaciones deben resultar "económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico",</li> </ul>	<p>a) Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto Nueva S/E Pichidangui, debido a que no se evaluó una alternativa que puede ser más económica para el sistema.</p> <p>b) Se solicita eliminar del plan de expansión el proyecto Nueva S/E La Pitavia, debido a que no se evaluó una alternativa que puede ser más económica para el sistema.</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En primer lugar, respecto a la obra «Nueva S/E Pichidangui», cabe precisar que esta instalación fue propuesta debido a la dificultad territorial y falta de espacio físico para ampliar la subestación Quereo, lo que dificulta el reemplazo de los transformadores bajo análisis. Las alternativas propuestas en la observación, en particular, la consideración de esquemas transitorios de abastecimiento parcial de la demanda mediante generación local, exceden las facultades de esta Comisión en el marco del proceso de planificación de la transmisión. Ello, pues no es esta entidad la que define la secuencia y metodología constructiva destinadas a reemplazar un transformador de poder, siendo esta total potestad de la eventual empresa adjudicataria de dichas obras de expansión, sin mencionar los sobrecostos en los que incurriría dicha empresa al incluir generación local diésel en su plan de montaje. En este sentido, los estándares técnicos y de continuidad de suministro exigen que el reemplazo de un transformador se realice instalando el nuevo equipo en la subestación previo al retiro del equipo reemplazado, y por lo tanto, la subestación debe contar con el espacio físico necesario para esto.</p> <p>Por otro lado, la obra «Nueva S/E La Pitavia» será eliminada del presente Plan de Expansión de la Transmisión y retirada del Informe Técnico Final, en virtud de lo respondido a la observación ID 001-24.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>propendiendo al "abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio".</p> <p>En este contexto, si bien los criterios de holgura utilizados constituyen un parámetro técnico razonable para evaluar suficiencia, la recomendación directa de construir nuevas subestaciones debiese ir precedida de un análisis explícito de alternativas técnicamente factibles y económicamente eficientes, en línea con lo establecido en la normativa citada.</p> <p>En esta línea, resulta pertinente evaluar el reemplazo de los transformadores previamente individualizados por unidades de mayor capacidad, considerando además esquemas transitorios de abastecimiento parcial de la demanda mediante generación local (diésel u otra tecnología equivalente), mientras se ejecutan las obras definitivas que correspondan.</p> <p>Este tipo de alternativas podría permitir postergar o sustituir la construcción de nuevas subestaciones, reduciendo el costo total del plan y cumpliendo igualmente con los objetivos de suficiencia y seguridad de suministro.</p> <p>Observamos que el informe, en particular en su capítulo 7.3.2, describe una metodología utilizada para la proyección de consumo de energía y perfiles de potencia, pero no entrega todos los antecedentes necesarios para reproducir las proyecciones demanda de la CNE, las cuales constituyen el fundamento principal para la inclusión de las obras recomendadas bajo el criterio de "abastecimiento de la demanda".</p> <p>Teniendo en consideración que la gran mayoría de los proyectos recomendados se basan en el criterio de "abastecimiento de la demanda", resulta de toda relevancia conocer en detalle cuál es la información, análisis y metodologías utilizadas por la Comisión para dichas recomendaciones.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>En particular, la decisión puede depender críticamente de supuestos específicos tales como el perfil horario de la demanda, las tasas de crecimiento proyectadas, la localización geográfica del consumo y las demandas máximas coincidentes. Variaciones metodológicas en estos elementos pueden modificar sustancialmente los resultados del análisis y, por consiguiente, la necesidad de las obras recomendadas.</p> <p>En consecuencia, mientras no se encuentren disponibles todos los antecedentes que permitan reproducir y validar las proyecciones de demanda consideradas, estimamos que no existe la debida fundamentación técnica para sustentar la incorporación de las obras bajo el criterio de “abastecimiento de la demanda”, debiendo dichas obras ser excluidas del Plan de Expansión hasta que se garantice un proceso plenamente trazable y verificable por todos los Participantes e Instituciones interesadas.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-14	ACENOR A.G	7.3.2 Proyección de Demanda para el Sistema Eléctrico Nacional	Numeral 7.3.2	<p>Observamos que el informe, en particular en su capítulo 7.3.2, describe una metodología utilizada para la proyección de consumo de energía y perfiles de potencia, pero no entrega todos los antecedentes necesarios para reproducir las proyecciones demanda de la CNE, las cuales constituyen el fundamento principal para la inclusión de las obras recomendadas bajo el criterio de “abastecimiento de la demanda”.</p> <p>Teniendo en consideración que la gran mayoría de los proyectos recomendados se basan en el criterio de “abastecimiento de la demanda”, resulta de toda relevancia conocer en detalle cuál es la información, análisis y metodologías utilizadas por la Comisión para dichas recomendaciones.</p> <p>En particular, la decisión puede depender críticamente de supuestos específicos tales como el perfil horario de la demanda, las tasas de crecimiento proyectadas, la localización geográfica del consumo y las demandas máximas coincidentes. Variaciones metodológicas en estos elementos pueden modificar sustancialmente los resultados del análisis y, por consiguiente, la necesidad de las obras recomendadas.</p> <p>En consecuencia, mientras no se encuentren disponibles todos los antecedentes que permitan reproducir y validar las proyecciones de demanda consideradas, estimamos que no existe la debida fundamentación técnica para sustentar la incorporación de las obras bajo el criterio de “abastecimiento de la demanda”, debiendo dichas obras ser excluidas del Plan de Expansión hasta que se garantice un proceso plenamente trazable y verificable por todos los Participantes e Instituciones interesadas.</p>	<p>1) Solicitamos la publicación de los antecedentes que permitan reproducir la proyección de energía y potencia que la Comisión tuvo a la vista para establecer la necesidad de incluir cada una de las obras por el criterio de “abastecimiento de la demanda”, en particular, pero sin estar restringidos a los siguientes documentos:</p> <p>1.1) Los consumos de energía y perfiles de potencia considerados como condición inicial, a los que se refiere el primer párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...]para los primeros años del horizonte de planificación, se debe utilizar la proyección de demanda contenida en el informe definitivo de previsión de demanda vigente a la fecha de inicio del proceso de planificación[...]</p> <p>1.2) La metodología y datos utilizado para realizar el ejercicio de extensión de la información de energía y perfiles de potencia dos primeros años del horizonte, a los que se refiere el primer párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...]para los años siguientes, se debe realizar 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 [...]</p> <p>1.3) La metodología y datos utilizados para reflejar la tendencia de crecimiento de demanda, a la que se refiere el cuarto párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...]Por su parte, para reflejar la tendencia de crecimiento de demanda contenida en el Informe de Demanda, se utilizó una componente de ajuste gradual de 7 años para el escenario de demanda media y de 3 años para el escenario de demanda alta.[...]</p> <p>1.4) La metodología y datos correspondientes a aquellos que la Comisión indica que “consideró”, para desarrollar</p>	<p>Se acoge parcialmente la observación.</p> <p>En virtud de los requerimientos plasmados en la observación, se determina la necesidad de complementar el Capítulo N° 7 del Informe Técnico Final mediante una explicación exhaustiva de la metodología utilizada para elaborar la proyección de demanda.</p> <p>Respecto a los antecedentes solicitados, esta Comisión estima que todos los antecedentes necesarios para desarrollar la proyección de demanda que dio lugar a las obras de expansión han sido debidamente entregados junto con el Informe Técnico Preliminar. Adicionalmente, el texto incorporado en el capítulo N° 7 identifica el origen de todos los antecedentes utilizados, los cuales son de carácter público y pueden ser recabados por cualquier interesado en replicar el análisis de esta Comisión.</p> <p>En virtud de lo anterior, al encontrarse las proyecciones debidamente fundamentadas y los antecedentes a disposición de los interesados, se desestima la solicitud de de revisar y eliminar del plan de expansión los proyectos recomendados bajo el criterio de abastecimiento de la demanda.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
					<p>la proyección de consumo de energía y perfiles de potencia los años posteriores a los que hace referencia en el quinto párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...]Con posterioridad a estos años, se consideraron las provisiones de demanda energética neta de los respectivos escenarios PELP.[...]</p> <p>1.5) Los datos y metodología utilizados por la Comisión para la localización de la demanda, a la que se refiere en el sexto párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...]Para la localización de la demanda se utilizó la información contenida en el Informe de Demanda y se complementó con los antecedentes de los medidores de facturación informados por el Coordinador. [...]</p> <p>1.6) Los datos y metodología utilizados por la Comisión para efectuar la relocalización de demanda de energía y potencia a los que se refiere en el noveno párrafo del numeral 7.3.2 del ITP:</p> <p>[...] Dado lo anterior, en el caso de los grandes clientes libres que hacen uso de líneas de transmisión dedicada enmalladas con el Sistema de Transmisión Nacional, se busca tender a los valores de energía informados por estos, y el exceso anual que se produce por efecto de la tasa de crecimiento global definida en base a la información de la PELP se relocaliza. Este fenómeno se observa principalmente en las demandas de grandes clientes mineros ubicados en la zona del norte del país.[...]</p> <p>2) En caso de que, una vez publicados los antecedentes, al reproducir las proyecciones de energía y potencia se detecten errores metodológicos o inconsistencias que afecten la decisión, solicitamos revisar y, en su caso, eliminar del plan de expansión aquellos proyectos recomendados bajo el criterio de abastecimiento de la demanda que resulten injustificados.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
					<p>3) En caso de que no se publiquen íntegramente los antecedentes que respaldan la inclusión de los proyectos bajo el criterio de abastecimiento de la demanda, de modo que no sea posible reproducir y verificar adecuadamente el análisis que sustenta las obras recomendadas, desde ya solicitamos que dichos proyectos sean eliminados del plan de expansión, por no encontrarse debidamente fundamentados.</p>	

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-15	ACENOR A.G	8.3.2 Apoyo Casablanca	Numeral 8.3.2	<p>La CNE incluye en el plan de expansión los siguientes proyectos, a partir del análisis realizado en la sección 8.3.2 “Apoyo Casablanca”, indicando que “Las obras de apoyo a la zona de Casablanca nacen de la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda suministrada a la ciudad de Casablanca y sus alrededores, actualmente abastecidas a través de S/E Casablanca.” (páginas 116-117 del ITP):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ampliación en S/E Las Dichas (NTR ATMT) y seccionamiento de línea 1x66 kV Litoral Central – Casablanca en S/E Las Dichas (plazo 48 meses, Casablanca Transmisora de Energía S.A)</li> <li>• Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento – Casablanca. (plazo 30 meses, Chilquinta Transmisión S.A)</li> </ul> <p>El análisis de la Comisión considera lo que a nuestro entender sería el siguiente escenario operacional de estudio</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda máxima coincidente proyectada al año 2032 en las SS/EE Algarrobo Norte, Casablanca, El Totoral, Las Balandras, Las Piñatas, Quintay, San Jerónimo y San Sebastián.</li> <li>• Factibilidades de demanda informadas por Chilquinta Transmisión S.A.</li> <li>• Por seguridad operacional, según la Comisión, la línea de transmisión 1x66 kV Litoral Central – Casablanca opera con sus interruptores abiertos en ambos extremos.</li> </ul> <p>Además, el análisis considera los siguientes puntos:</p> <p>1. Crecimiento de Demanda Proyectado</p> <p>La CNE consideró factibilidades de demanda informadas por Chilquinta Transmisión S.A., que representan crecimientos relevantes “no considerados en el crecimiento vegetativo” de la ciudad.</p>	<p>Se solicita a la Comisión eliminar del plan de expansión las obras correspondientes a Apoyo Casablanca, ya que no se ha demostrado que son las más económicas para abastecer el incremento de demanda, existiendo evidencia de que puede haber una solución más económica.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, la solicitud de eliminar las obras correspondientes al proyecto «Apoyo Casablanca» no resulta factible de ser acogida, toda vez que el conjunto de proyectos propuestos constituye la solución estructural e integral requerida para resolver las restricciones operativas diagnosticadas en la zona.</p> <p>En primer lugar, respecto a la alegación sobre la supuesta viabilidad de resolver la pérdida de suficiencia mediante un balance de carga operativo entre las unidades de transformación de la S/E Casablanca, los análisis prospectivos desarrollados por esta Comisión verificaron la inviabilidad técnica de dicha medida. A partir del perfil de demandas 2024, para el escenario de demanda máxima en la subestación, al incorporar el crecimiento vegetativo y las factibilidades de suministro informadas por la empresa distribuidora, se proyecta que el Transformador N°1 alcanzará un 105% de cargabilidad hacia el año 2032. Más aún, al modelar un escenario teórico agregado que considera la capacidad total de la subestación (ambos transformadores) frente a la demanda total coincidente, se verifica que ambos transformadores superan el umbral del 85% a partir del año 2031. En consecuencia, cualquier intento de redistribución o transferencia de carga entre las unidades existentes resultará inevitablemente en la saturación cruzada de los equipos, confirmando la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en el sistema.</p> <p>En segundo lugar, respecto al cuestionamiento que sugiere solucionar los problemas de suficiencia ejecutando exclusivamente la obra «Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca», esta Comisión advierte que dicha alternativa resulta técnicamente deficiente por su carácter parcial. Ejecutar únicamente el refuerzo de la línea de transmisión no resuelve la saturación simultánea y previamente demostrada en las unidades de transformación de la S/E Casablanca, lo que mantendría a la red en una condición de vulnerabilidad operativa, imposibilitando el suministro seguro a los clientes finales.</p> <p>Por consiguiente, de conformidad con el artículo 87° de la Ley</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>(ver Tabla 8-3: Factibilidades en la zona de Casablanca (2025-2032), [Figura ACN-5] contenida en el anexo adjunto al presente documento, y cargabilidad de transformadores según [Figura ACN-7] y [Figura ACN-8])</p> <p>2. Pérdida del Criterio de Suficiencia sin Proyecto</p> <p>El ITP establece en su página 118: "De acuerdo con los resultados obtenidos, no es posible asegurar el criterio de suficiencia en todas las instalaciones de transmisión en la zona de interés."</p> <p>(Tabla 8-4 del ITP, [Figura ACN-6] contenida en el anexo adjunto al presente documento)</p> <p>3. Sobrecarga de Transformadores</p> <p>La CNE indica "Tomando en cuenta las factibilidades informadas por la empresa Chilquinta, se proyecta que al año 2032 el transformador 66/12 kV, 25 MVA operaría sin criterio de suficiencia, al superar el 100% de cargabilidad a dicho año." (página 118)</p> <p>Además, señala: "Es importante notar que, incluso si fuese posible balancear la carga de los transformadores en la S/E Casablanca, eso no resuelve la pérdida del criterio de suficiencia en la línea Casablanca – Las Dichas 66 kV."</p> <p>Con todo, la Comisión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- No Indica las razones por las cuales no sería posible balancear la carga entre los transformadores existentes en S/E Casablanca.</li> <li>- No Indica las razones del por qué, de no ser posible balancear la carga proyectada entre los transformadores en S/E Casablanca, no sería posible solucionar los eventuales problemas de suficiencia</li> </ul>		<p>General de Servicios Eléctricos (LGSE), que mandata que las obras de transmisión deben propender a un desarrollo eficiente, el proyecto «Apoyo Casablanca» constituye una solución integral e indivisible. En mérito de lo expuesto, esta Comisión ratifica la pertinencia técnica de las obras que lo componen y decide mantener su inclusión en el presente proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				ejecutando sólo el proyecto "Aumento de capacidad de línea 2x66 kV Las Dichas – Casablanca, tramo punto de seccionamiento – Casablanca".		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-16	ACENOR A.G	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	8.1.1	<p>Se comenta que el numeral 8.1.1 del Informe Técnico Preliminar, página 105, indica que el objetivo de la obra es "El equipo de compensación tiene por objetivo aliviar las restricciones de estabilidad de tensión en la zona y aumentar los límites de transmisión en el corredor de 500 kV Centro – Sur."</p> <p>Sobre la Necesidad del STATCOM en la S/E convertidora Lo Aguirre Al respecto, en el documento "BASES DE LICITACIÓN PARA LA ADJUDICACIÓN DE LOS DERECHOS DE EJECUCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE", Anexo 5, Especificaciones Técnicas Funcionales, sección 9.9, se indica lo siguiente:</p> <p>"El Proponente deberá diseñar los sistemas de compensación reactiva y determinar, mediante estudios sistémicos, si se requiere un dispositivo de compensación dinámica en cualquiera de las Estaciones Convertidoras (como SVC, STATCOM o cualquier otro dispositivo). La especificación y diseño de todo equipo de compensación reactiva dinámica será responsabilidad del Adjudicatario. [...]"</p> <p>En este contexto, se observa que el Adjudicatario de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre no definió necesario incorporar un equipo tipo STATCOM en S/E Lo Aguirre en el Hito Relevante N°1 asociado al proyecto. Luego, se sugiere a la CNE que fundamente técnicamente la necesidad del STATCOM en S/E Polpaico considerando el hecho de que dicho sistema no se consideró como dentro del alcance del proyecto HVDC para su buen funcionamiento.</p> <p>Sobre la Necesidad de potencia de cortocircuito en la S/E convertidora Lo Aguirre para asegurar un adecuado funcionamiento de la línea HVDC. Se asume que la línea HVDC operará a plena capacidad (3000 MW) desde 2029. Sin embargo, la</p>	<p>Se solicita a la CNE:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Dado que el Proponente de la línea HVDC no consideró necesario la necesidad de un STATCOM en S/E Lo Aguirre, se sugiere eliminar del Plan de Expansión la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)".</li> <li>Que, en caso que no se elimine del Plan de Expansión la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)", se fundamente mediante análisis técnicos que el STATCOM en S/E Polpaico responde exclusivamente a la necesidad de control de tensión del corredor 500 kV Centro - Sur, considerando el hecho de que dicho sistema no se consideró como dentro del alcance del proyecto HVDC para su buen funcionamiento.</li> <li>Que, en caso que no se verifique que el sistema contará con la RECC necesaria en las S/E convertidoras de la línea HVDC, se elimine la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)" y en su lugar se consideren alternativas tecnológicas al STATCOM que, además de aportar potencia reactiva, permitan también cumplir con las necesidades de potencia de cortocircuito que emergen por los requerimientos de la línea HVDC.</li> </ol>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, se hace presente que la obra propuesta no tiene por objeto habilitar la operación del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, sino mejorar las condiciones de estabilidad de tensión del corredor de transmisión de 500 kV Centro–Sur, permitiendo aumentar los márgenes de transferencia del sistema bajo contingencias exigentes. En consecuencia, tal como se indica expresamente en el numeral 8.1.1 del Informe Técnico Preliminar, la necesidad del STATCOM se fundamenta en condiciones propias de operación del sistema de corriente alterna, independientes del diseño o requerimientos específicos del proyecto HVDC.</p> <p>Al respecto, cabe aclarar que el análisis desarrollado para la evaluación del proyecto "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)" sí considera la entrada en operación del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre dentro de las bases de datos utilizadas en el proceso de planificación. En efecto, en los escenarios evaluados se prevé que dicho enlace HVDC entre en operación con anterioridad a la puesta en servicio del STATCOM propuesto en la S/E Polpaico, por lo que su efecto sobre la operación del sistema se encuentra incorporado en las simulaciones realizadas por esta Comisión. En consecuencia, resulta incorrecta la afirmación de que la evaluación no considera la presencia del proyecto HVDC en el sistema.</p> <p>En este contexto, el hecho de que el adjudicatario del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre no haya considerado la incorporación de un dispositivo de compensación dinámica adicional en la S/E convertidora Lo Aguirre dentro del alcance del proyecto, no implica que el sistema de transmisión en su conjunto no requiera soporte adicional de tensión en otras ubicaciones. Conforme a lo establecido en las Bases de Licitación del proyecto HVDC, la especificación de los sistemas de compensación reactiva asociados a las estaciones convertidoras corresponde al adjudicatario y se orienta exclusivamente a asegurar la correcta operación del enlace HVDC.</p> <p>Por otra parte, respecto de la solicitud de considerar alternativas tecnológicas que aporten potencia de cortocircuito, se hace</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>tecnología LCC requiere una Razón de Cortocircuito (SCR) &gt; 2.0 o 2.5 para funcionar. Si el sistema se debilita por la salida de centrales a carbón, la línea HVDC podría no poder operar a su máxima capacidad, poniendo en riesgo el suministro de la zona norte.</p> <p>Al respecto, se tiene como comentario que la operación de la línea HVDC, al contar con convertidores de tecnología tipo LCC, requieren de un nivel mínimo de razón de cortocircuito en sus terminales para su funcionamiento, lo cual debe estar disponible desde el año 2029 en adelante y no se verifica que se haya comprobado que exista suficiente potencia de cortocircuito en la S/E convertidora Lo Aguirre en el ITP del presente Plan de Expansión. De no contar con suficiente potencia de cortocircuito en sus terminales de conexión, la línea no podrá operar a su máxima capacidad.</p> <p>Las Especificaciones Técnicas Funcionales de las bases de licitación de la línea HVDC indican, en la sección 7.6.2, indican: "De acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, la potencia transmitida del Proyecto HVDC deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la barra de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas, [...]"</p>		<p>presente que las necesidades de fortalecimiento de cortocircuito del sistema son abordadas por el Coordinador Eléctrico Nacional a través del proceso de Servicios Complementarios, el cual constituye la vía idónea para tratar este tipo de requerimientos, dado su carácter más expedito en comparación con el proceso de planificación de la transmisión. En consecuencia, dichos requerimientos no forman parte del alcance de la obra propuesta, por lo que no corresponde modificar su tecnología en el marco del presente proceso de planificación.</p> <p>A mayor abundamiento, el argumento esgrimido por Acenor adolece de un error conceptual al confundir requerimientos sistémicos de naturaleza eléctrica distinta. El proyecto evaluado en el presente proceso corresponde a un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva, cuyo objetivo estructural es mejorar los perfiles de tensión y aumentar los límites de transferencia del corredor Centro-Sur de 500 kV. Por consiguiente, su evaluación responde estrictamente a requerimientos de soporte dinámico de tensión del sistema de transmisión, los cuales operan de manera totalmente independiente a los requerimientos de potencia de cortocircuito (fortaleza de red) que pudiesen ser exigibles para la operación de subestaciones convertidoras HVDC.</p> <p>En este contexto, resulta técnica y económicamente improcedente la solicitud de sustituir la obra por alternativas orientadas a la provisión de potencia de cortocircuito (como condensadores sincrónicos). Si bien este tipo de equipos puede aportar tanto potencia reactiva como niveles de cortocircuito, su desempeño en el control dinámico de tensión es inferior al de un STATCOM, debido a su menor velocidad de respuesta frente a perturbaciones, a las limitaciones asociadas a su naturaleza electromecánica y a la reducción de su capacidad efectiva de inyección de potencia reactiva en condiciones de baja tensión, producto de sus límites de corriente. Esto último es particularmente relevante, dado que en escenarios de contingencia, donde se requiere mayor soporte de tensión, dicha tecnología ve disminuida su efectividad. En contraste, los STATCOM mantienen su capacidad de inyección de corriente reactiva incluso ante caídas severas de tensión, permitiendo una regulación más efectiva de los perfiles de tensión y una mayor capacidad para sostener los límites de transferencia</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>del sistema. Asimismo, la capacidad de operación de los condensadores sincrónicos no es plenamente simétrica, presentando restricciones tanto por pérdidas como por su menor capacidad de absorción de reactivos, lo que limita su desempeño frente a variaciones operacionales del sistema.</p> <p>Adicionalmente, desde el punto de vista económico, la utilización de condensadores sincrónicos para fines de control dinámico de tensión implica costos de inversión significativamente superiores, del orden de entre 1,5 y 2 veces, respecto de soluciones basadas en STATCOM de capacidad comparable, sin que ello se traduzca en un mejor desempeño para el objetivo específico requerido.</p> <p>En consecuencia, la solución propuesta responde de manera directa y eficiente al requerimiento identificado, no siendo procedente su sustitución por tecnologías cuyo desempeño técnico y económico no resulta equivalente para el objetivo específico de control dinámico de tensión del sistema.</p> <p>En virtud de lo expuesto, la necesidad del proyecto «Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)» se encuentra plenamente justificada y validada por los estudios de planificación de esta Comisión. Al confirmarse que la obra responde a un requerimiento autónomo de estabilidad de tensión del corredor Centro-Sur, se desestima en todas sus partes la solicitud de eliminación o de modificación tecnológica propuesta.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
021-17	ACENOR A.G	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	8.1.1	<p>Al revisar la figura 8-5, se verifica que para el caso base se está considerando una capacidad de flujo por el tramo Alto Jahuel - Lo Aguirre de 3000 MW. Al revisar el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2025 Preliminar (<a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Preliminar-ERST-2025.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Preliminar-ERST-2025.pdf</a>), página 118, el límite de transferencias del tramo Alto Jahuel -&gt; Lo Aguirre está definido por su límite térmico del conductor en 1801 MVA en condición de 25°C con sol.</p> <p>Se debe considerar que el proyecto "Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre" (NUP 1530) no ha sido posible ejecutarlo debido a restricciones. En el último informe de avance mensual del proyecto disponible en el sitio web del Coordinador (con fecha de julio de 2025) se indica que se ha presentado una solicitud de aplicación del artículo 151 del reglamento, solicitando un ajuste de alcance que permita hacer viable el desarrollo de la obra. Luego, la simulación de la operación económica debe considerar esta restricción y los potenciales aumento de costo de desarrollo de la obra que resulten de la aplicación del artículo 151.</p> <p>Art. 151.- "El Ministerio, previo informe de la Comisión, podrá modificar los decretos señalados en el Artículo 148.- del presente reglamento, cuando la correspondiente empresa adjudicataria, la Comisión, el Coordinador y el propietario de las Obras de Ampliación si se tratase de ese tipo de obras, acuerden unánimemente que es necesario modificar las características técnicas del proyecto por razones de aprovechamiento y mejor uso del territorio o el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar una Obra de Expansión. Lo anterior es sin perjuicio de las modificaciones que se puedan efectuar de conformidad al artículo 98º de la Ley. En ningún caso</p>	<p>Se sugiere revisar el potencial beneficio de contar con mayores recursos de control de tensión en S/E Polpaico, considerando que la capacidad proyectada de la línea Alto Jahuel - Lo Aguirre que se asume en el ITP tiene un costo adicional que está siendo revisado mediante la aplicación del artículo 151 del reglamento, y que dicho costo no se ha considerado en la evaluación.</p> <p>En el contexto de las observaciones anteriores, se sugiere evaluar alternativas que aporten también potencia de cortocircuito al sistema, en atención a eventuales necesidades de la línea HVDC.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En primer lugar, se hace presente que la evaluación del proyecto "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)" fue desarrollada considerando los antecedentes oficiales vigentes al momento de la elaboración del Informe Técnico Preliminar, dentro de los cuales se encuentra el proyecto "Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel – Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre" (NUP 1530). En el análisis realizado, dicho proyecto fue considerado "en servicio" en una fecha previa a la entrada en operación considerada para el STATCOM, sin perjuicio de la eventual modificación de alcance del proyecto.</p> <p>En este sentido, dado que la modificación de alcance del proyecto NUP 1530, en el marco de lo dispuesto en el artículo 151 del Reglamento, se encuentra actualmente en revisión y no cuenta a la fecha con un pronunciamiento formal de las autoridades competentes, no corresponde ajustar la evaluación del proyecto sobre la base de la aquella.</p> <p>Cabe señalar, además, que la necesidad del proyecto propuesto se encuentra asociada a restricciones de estabilidad de tensión en el corredor de 500 kV Centro–Sur, las cuales son evaluadas en función de la configuración esperada del sistema y del conjunto de obras consideradas en el proceso de planificación. En este contexto, la obra propuesta tiene por objeto mejorar el comportamiento de las tensiones del sistema y aumentar el margen de operación del corredor bajo contingencias exigentes, resultando una medida de soporte dinámico de tensión adecuada para dicho fin.</p> <p>Por otra parte, en cuanto a la sugerencia de considerar alternativas tecnológicas orientadas a aportar niveles de cortocircuito al sistema, ver respuesta a observación ID 021-16.</p> <p>En virtud de lo anterior, la evaluación realizada y la recomendación de desarrollo del proyecto se mantienen justificadas, considerando los antecedentes disponibles en el proceso de planificación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				se afectará el valor adjudicado de las Obras Nuevas u Obras de Ampliación."		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
022-1	Tamakaya Energía SpA	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	08-1, Anexo 1	<p>Kelti presentó dos obras de expansión la “Nueva línea 1x220 kV O’Higgins - Liqcau, segundo circuito” y la “Ampliación en S/E O’Higgins 220 kV (2BP+BT)” para mejorar la condición de suministro para el abastecimiento de Antofagasta y particularmente para los requerimientos de Escondida en la S/E Coloso, punto de abastecimiento de la planta desalinizadora que abastece de agua a la faena de Minera Escondida Ltda (“MEL”). Cabe recordar que la S/E Liqcau intervino la línea dedicada O’Higgins – Coloso de doble circuito que abastecía como único cliente final a la planta desalinizadora de MEL. El abastecimiento de la planta desalinizadora se realizaba bajo la condición N-1 conforme la política de MEL para sus respectivos suministros.</p> <p>Esta intervención fue analizada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2017, fecha en que el análisis respectivo no vislumbraba el cambio de la condición N-1. Dado lo anterior, al año 2017 la obra correspondiente S/E seccionadora Liqcau no degradaba el sistema de transmisión dedicada. Sin embargo, la planificación de la transmisión del año 2023 incorporó nuevas obras y demanda que se conectarán a la S/E Liqcau, abasteciendo ahora a la ciudad de Antofagasta a través de la S/E Liqcau. La entrada en operación de estas nuevas obras sí producirán al año 2031 la pérdida de la condición N-1.</p> <p>En este contexto se debe aplicar el segundo inciso del artículo 95 del reglamento que señala que “[l]as expansiones de instalaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Dedicada para la conexión de Obras de Expansión no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas”. Es por esta razón que Kelti, empresa relacionada de MEL presentó los dos proyectos de que se detallaran</p>	<p>Solicitamos a la Comisión evaluar los proyectos mediante el Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional definiendo un criterio particular para la línea de transmisión, conforme las atribuciones que le entrega el reglamento en el literal a) del artículo 88. En el hipotético caso que decida no incorporar los proyectos por el literal a) los evalúe mediante el literal b) y pasen a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, evaluando los proyectos conforme los criterios detallados en el último párrafo del artículo 89, para finalmente si estos no fuesen suficientes, evaluar los proyectos por eficiencia operacional.</p>	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 000-5.</p> <p>En adición a lo anterior, la empresa solicita la incorporación de obras de expansión con el objeto de restituir una condición de seguridad de contingencia simple (N-1) para resguardar el abastecimiento de un cliente industrial específico (planta desalinizadora). Para ello, insta a esta Comisión a aplicar criterios excepcionales de evaluación y argumenta una supuesta vulneración al artículo 95° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión (D.S. N° 37/2019).</p> <p>En relación a la invocación del citado artículo 95°, cabe precisar que dicha disposición establece los requisitos ex ante que deben evaluarse al momento de planificar una obra sobre una instalación que, en ese instante, ostenta la calidad de dedicada. Sin embargo, por mandato expreso del inciso final del artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en concordancia con el artículo 96° del Reglamento de Planificación, las instalaciones de transmisión dedicada que son intervenidas con obras de expansión cambian de pleno derecho su calificación, pasando a integrar el segmento respectivo de servicio público a partir de la publicación del decreto correspondiente.</p> <p>En la especie, habiéndose materializado la intervención sistémica en el pasado, la infraestructura en análisis adquirió la naturaleza jurídica y tarifaria de Sistema de Transmisión Zonal (STZ), perdiendo definitivamente su condición de instalación dedicada. Por consiguiente, pretender invocar el artículo 95° del Reglamento de manera retroactiva para exigir la restitución de un estándar de diseño privado sobre una red que actualmente es de servicio público, resulta jurídicamente improcedente.</p> <p>Asimismo, el ordenamiento jurídico es taxativo al establecer en el artículo 77° de la LGSE que el STZ está dispuesto esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados. En este sentido, pretender forzar la ejecución de una obra estructural en el STZ remunerada sistémicamente, con el objeto unívoco de garantizar un estándar de redundancia para un cliente libre, contraviene frontalmente el mandato rector de eficiencia económica establecido en el artículo 87° de la LGSE.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>en las observaciones 08-1 y 08-2.</p> <p>Por su parte la Comisión señaló en su respuesta que “[t]ras el análisis realizado por esta Comisión y, en virtud de que no se observan problemas de suficiencia asociados a esta propuesta, se ha estimado pertinente postergar su eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión. Esta decisión se adopta en el marco del Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de conformidad con el artículo 89 del Decreto Supremo N° 37, de 2021 (Reglamento de Planificación de la Transmisión). En este contexto, la postergación resulta pertinente, toda vez que el proyecto debe ser evaluado conforme a los estándares de seguridad definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Sin perjuicio de lo anterior, el Plan Normativo de esta Comisión para el presente año 2026 contempla una revisión de la NTSyCS, con el objetivo de definir nuevos procedimientos, metodologías, están nsiderando que no se detectan problemas de suficiencia, y atendiendo la revisión normativa en curso, así como la necesidad de contar con un marco normativo plenamente definido para la incorporación de obras de expansión en los sistemas de transmisión zonal por criterio de Seguridad y Calidad de Servicio, resulta oportuno postergar su eventual incorporación para instancias futuras”.</p> <p>Sin embargo, hacemos presente que la Comisión sí tiene la atribución conforme al reglamento para incorporar los proyectos propuestos. En efecto, el art. 88 a) señala que “[p]asarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes. Excepcionalmente, para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión; para el caso de líneas de transmisión, la Comisión podrá considerar criterios diferentes al señalado, debiendo justificarlo en cada caso en el informe técnico". [el resaltado es nuestro]</p> <p>Estimamos que dados los antecedentes expuestos, la Comisión debiera considerar un criterio particular a este caso, y excepcional, e incorporar en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025 los proyectos propuestos. La justificación en este caso se debe a:</p> <p>(i) Que la línea de transmisión en cuestión viene a recuperar el criterio N-1 que sí tenía la instalación dedicada que fue intervenida para una obra de expansión zonal;</p> <p>(ii) Que el impacto de no contar con la condición N-1 pone en riesgo el abastecimiento de la planta desaladora que abastece de agua a la faena de MEL, faena minera de cobre más grande del país; y</p> <p>(iii) Que los resultados por suficiencia, para abastecer la demanda fueron realizados al año 2031, sin embargo, una línea de transmisión actualmente se demora al menos 6 años, por lo que si se espera al siguiente proceso de planificación (del año 2026), esta línea no podrá estar en servicio antes del año 2035 (licitación a fines del año 2028 y 6 años de construcción).</p> <p>Ahora bien, en cualquier caso, conforme al artículo 88, los proyectos que no califican para formar parte de plan de expansión de la transmisión asociados al criterio a), deben ser sometidos al criterio b), esto es, "[s]e 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>Aspecto que, por la respuesta a las observaciones no habría sido realizado por la Comisión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>El hecho de considerar el criterio b) del artículo 88 habilita a la Comisión a evaluar los proyectos mediante el Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio (art 89). Este señala que “[l]a Comisión, en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto al abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Para efectos de lo anterior, se considerarán en el análisis de esta etapa a 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”.</p> <p>El último párrafo del artículo 89 señala que “[l]a Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda”.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
022-2	Tamakaya Energía SpA	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PROPUESTOS	08-2, Anexo 1	<p>Kelti presentó dos obras de expansión la “Nueva línea 1x220 kV O’Higgins - Liqcau, segundo circuito” y la “Ampliación en S/E O’Higgins 220 kV (2BP+BT)” para mejorar la condición de suministro para el abastecimiento de Antofagasta y particularmente para los requerimientos de Escondida en la S/E Coloso, punto de abastecimiento de la planta desalinizadora que abastece de agua a la faena de Minera Escondida Ltda (“MEL”). Cabe recordar que la S/E Liqcau intervino la línea dedicada O’Higgins – Coloso de doble circuito que abastecía como único cliente final a la planta desalinizadora de MEL. El abastecimiento de la planta desalinizadora se realizaba bajo la condición N-1 conforme la política de MEL para sus respectivos suministros.</p> <p>Esta intervención fue analizada en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2017, fecha en que el análisis respectivo no vislumbraba el cambio de la condición N-1. Dado lo anterior, al año 2017 la obra correspondiente S/E seccionadora Liqcau no degradaba el sistema de transmisión dedicada.</p> <p>Sin embargo, la planificación de la transmisión del año 2023 incorporó nuevas obras y demanda que se conectarán a la S/E Liqcau, abasteciendo ahora a la ciudad de Antofagasta a través de la S/E Liqcau. La entrada en operación de estas nuevas obras sí producirán al año 2031 la pérdida de la condición N-1.</p> <p>En este contexto se debe aplicar el segundo inciso del artículo 95 del reglamento que señala que “[l]as expansiones de instalaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Dedicada para la conexión de Obras de Expansión no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas”.</p> <p>Es por esta razón que Kelti, empresa relacionada de MEL presentó los dos proyectos de que se detallaran</p>	<p>Solicitamos a la Comisión evaluar los proyectos mediante el Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional definiendo un criterio particular para la línea de transmisión, conforme las atribuciones que le entrega el reglamento en el literal a) del artículo 88. En el hipotético caso que decida no incorporar los proyectos por el literal a) los evalúe mediante el literal b) y pasen a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, evaluando los proyectos conforme los criterios detallados en el último párrafo del artículo 89, para finalmente si estos no fuesen suficientes, evaluar los proyectos por eficiencia operacional.</p>	<p>No se acoge la observación. Ver respuesta a observación ID 022-1.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>en las observaciones 08-1 y 08-2.</p> <p>Por su parte la Comisión señaló en su respuesta que “[t]ras el análisis realizado por esta Comisión y, en virtud de que no se observan problemas de suficiencia asociados a esta propuesta, se ha estimado pertinente postergar su eventual incorporación para futuros procesos de expansión de la transmisión. Esta decisión se adopta en el marco del Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, de conformidad con el artículo 89 del Decreto Supremo N° 37, de 2021 (Reglamento de Planificación de la Transmisión). En este contexto, la postergación resulta pertinente, toda vez que el proyecto debe ser evaluado conforme a los estándares de seguridad definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). Sin perjuicio de lo anterior, el Plan Normativo de esta Comisión para el presente año 2026 contempla una revisión de la NTSyCS, con el objetivo de definir nuevos procedimientos, metodologías, están nsiderando que no se detectan problemas de suficiencia, y atendiendo la revisión normativa en curso, así como la necesidad de contar con un marco normativo plenamente definido para la incorporación de obras de expansión en los sistemas de transmisión zonal por criterio de Seguridad y Calidad de Servicio, resulta oportuno postergar su eventual incorporación para instancias futuras”.</p> <p>Sin embargo, hacemos presente que la Comisión sí tiene la atribución conforme al reglamento para incorporar los proyectos propuestos. En efecto, el art. 88 a) señala que “[p]asarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes. Excepcionalmente, para el caso de subestaciones primarias de distribución con potencia</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión; para el caso de líneas de transmisión, la Comisión podrá considerar criterios diferentes al señalado, debiendo justificarlo en cada caso en el informe técnico". [el resaltado es nuestro]</p> <p>Estimamos que dados los antecedentes expuestos, la Comisión debiera considerar un criterio particular a este caso, y excepcional, e incorporar en el Plan de Expansión de la Transmisión del año 2025 los proyectos propuestos. La justificación en este caso se debe a:</p> <p>(i) Que la línea de transmisión en cuestión viene a recuperar el criterio N-1 que sí tenía la instalación dedicada que fue intervenida para una obra de expansión zonal;</p> <p>(ii) Que el impacto de no contar con la condición N-1 pone en riesgo el abastecimiento de la planta desaladora que abastece de agua a la faena de MEL, faena minera de cobre más grande del país; y</p> <p>(iii) Que los resultados por suficiencia, para abastecer la demanda fueron realizados al año 2031, sin embargo, una línea de transmisión actualmente se demora al menos 6 años, por lo que si se espera al siguiente proceso de planificación (del año 2026), esta línea no podrá estar en servicio antes del año 2035 (licitación a fines del año 2028 y 6 años de construcción).</p> <p>Ahora bien, en cualquier caso, conforme al artículo 88, los proyectos que no califican para formar parte de plan de expansión de la transmisión asociados al criterio a), deben ser sometidos al criterio b), esto es, "[s]e 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>Aspecto que, por la respuesta a las observaciones no habría sido realizado por la Comisión.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>El hecho de considerar el criterio b) del artículo 88 habilita a la Comisión a evaluar los proyectos mediante el Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio (art 89). Este señala que “[I]a Comisión, en la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio respecto al abastecimiento de la demanda a clientes finales en el horizonte de planificación. Para efectos de lo anterior, se considerarán en el análisis de esta etapa a 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”.</p> <p>El último párrafo del artículo 89 señala que “[I]a Comisión podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda”.</p> <p>Con todo, solicitamos a la Comisión evaluar los proyectos mediante el Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional definiendo un criterio particular para la línea de transmisión, conforme las atribuciones que le entrega el reglamento en el literal a) del artículo 88. En el hipotético caso que decida no incorporar los proyectos por el literal a) los evalúe mediante el literal b) y pasen a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, evaluando los proyectos conforme los criterios detallados en el último párrafo del artículo 89, para finalmente si estos no fuesen suficientes, evaluar los proyectos por eficiencia operacional.</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
023-1	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	No inclusión de obra en ITP	N/A	<p>El proyecto "Ampliación de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes", fue presentado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su propuesta de Plan de Expansión de la Transmisión 2023. Al respecto, el proyecto consiste en el reemplazo del equipo TR2 66/13,8 kV de MVA por una unidad de 25 MVA más las adecuaciones y normalizaciones correspondiente en los paños de AT y MT de esta subestación. El proyecto incluye las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Dentro de los análisis indicados por el Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe, se indica que de los análisis desarrollados para esta instalación, se puede establecer que la demanda promedio de los transformadores AT/MT que son parte de esta subestación, presentan una cargabilidad promedio del 112% al año 2028, siendo la unidad TR1 la que presenta una mayor cargabilidad (153%) a ese año, y sobrepasando su capacidad nominal al año 2025.</p>	<p>En vista de la grave problemática de abastecimiento de la demanda para la región de Ñuble y, por consiguiente, la incertidumbre de crecimiento que esta situación genera para la zona, es que solicitamos a la Comisión Nacional de Energía reconsiderar la incorporación en el Informe Definitivo la obra de Transmisión Zonal denominada Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes, considerando los antecedentes indicados en la columna de observación. Importante considerar que el proyecto ya fue levantado por el Coordinador Eléctrico Nacional en su PET 2023, por lo cual, a partir de la infraestructura existente en la zona (Nueva S/E Montenegro y LAT de 66 kV Montenegro-Lucero, la cual conecta con S/E Seccionadora Lucero), se determina que en esta instancia el proyecto de Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes es técnicamente factible de ejecutar.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>En relación con la solicitud de incorporar el proyecto «Aumento de Capacidad en S/E Tres Esquinas Bulnes» (correspondiente a una iniciativa de la Propuesta de Expansión del año 2023), cabe señalar que dicha obra no fue propuesta formalmente en el presente proceso de planificación 2025. Atendido el principio de preclusión, la etapa de observaciones, acorde a lo dispuesto en el artículo 111° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), tiene por objeto formular reparos sobre las evaluaciones contenidas en el Informe Técnico Preliminar, no constituyendo la instancia idónea para proponer proyectos nuevos que no fueron sometidos a la evaluación pública en su mérito.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que, de acuerdo a los antecedentes técnicos y regulatorios analizados por esta Comisión, la solicitud de ampliar la capacidad de transformación en la zona no resulta factible de ser acogida, toda vez que las necesidades de abastecimiento de la zona ya han sido abordadas mediante un mecanismo regulatorio de carácter excepcional y prioritario. Si bien esta Comisión reconoce la problemática de suficiencia que afecta a la Región de Ñuble, así como los altos niveles de cargabilidad proyectados para las unidades de transformación de la S/E Tres Esquinas, dichas vulnerabilidades motivaron precisamente la activación del procedimiento establecido en el artículo 91° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. En virtud de lo anterior, mediante la Resolución Exenta CNE N° 815 de diciembre de 2025, se aprobó el Informe Técnico de Obras Necesarias y Urgentes, el cual instruye la ejecución de la "Nueva S/E Quinchamalí", infraestructura que posee características técnicas y de localización idóneas para otorgar una solución estructural y definitiva a la problemática diagnosticada en esta área.</p> <p>En este contexto, la entrada en operación de la Nueva S/E Quinchamalí alterará significativamente la topología y los flujos de potencia de la red local, absorbiendo los crecimientos vegetativos y redistribuyendo la demanda que actualmente presiona a la S/E Tres Esquinas. Por consiguiente, aprobar en la presente instancia una ampliación de capacidad para atender un requerimiento que ya se encuentra resuelto normativamente, resultaría en una duplicidad</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
						<p>de infraestructura y en un sobredimensionamiento ineficiente del sistema, contraviniendo el mandato de desarrollo al mínimo costo sistémico dispuesto en el artículo 87° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p> <p>En mérito de lo expuesto, careciendo la presentación de una petición de expansión reglamentariamente válida para este proceso, y encontrándose resuelta la necesidad técnica de fondo, se desestima la observación.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
023-2	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	No inclusión de obra en ITP	N/A	<p>En atención a los distintos proyectos de conexión de PMGD/PMG/BESS que tramitan conexión en las redes aguas debajo de S/E Quilmo (principalmente en la red de distribución del alimentador Confluencia en 23 kV y conectado a S/E Santa Elisa), los que concluyen en sus respectivos Estudios Sistémicos limitaciones por capacidad de transformación en el paño T1 de 8 MVA, es que se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional la consideración de un aumento de capacidad del actual transformador de poder de S/E Quilmo, reemplazando el existente por uno de 30 MVA de capacidad. Al respecto, el proyecto deberá incluir las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras. Finalmente, es preciso señalar que de acuerdo al último Informe del Estudio de "Verificación de Posibles Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD" de noviembre de 2025, el Coordinador evidencia que S/E Quilmo se ve comprometida por sobrecarga de flujos reversos provocados por la inyección de proyectos fotovoltaicos (PMG/PMGD) que actualmente se encuentran en operación.</p>	<p>En atención a lo indicado en la Observación, se solicita a la Comisión Nacional de Energía la consideración de un aumento de capacidad del actual transformador de poder de S/E Quilmo (66/33 kV), reemplazando el existente de 8 MVA (66/33 kV) por uno de 30 MVA (66/33 kV) de capacidad. Al respecto, el proyecto deberá incluir las obras, modificaciones y labores requeridas para su ejecución y puesta en servicio, tales como adecuaciones en los patios respectivos, adecuaciones de las protecciones, comunicaciones, SCADA, obras civiles, montaje, malla de puesta a tierra y pruebas de los nuevos equipos, entre otras.</p>	<p>No se acoge la observación. El Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, no ha sido propuesta para este período ninguna obra correspondiente al aumento de capacidad del actual transformador de poder de la S/E Quilmo. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p> <p>Acceder a la evaluación de un proyecto no propuesto en tiempo y forma vulneraría gravemente el debido proceso, privando al resto de los actores del mercado del derecho a conocer y analizar oportunamente dicha iniciativa. En este sentido, la inclusión de proyectos en esta instancia se aparta de las etapas previstas por la normativa y excede la naturaleza propia de lo que constituye una observación al informe preliminar. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha resuelto (Dictamen N° 7-2021) que la mera alusión de una iniciativa durante la etapa de observaciones carece de la suficiencia necesaria para habilitar su evaluación cabal dentro del procedimiento de planificación, ratificando además (Dictamen N° 23-2021) la improcedencia de efectuar nuevos análisis empleando información que debió aportarse oportunamente en las fases reglamentarias dispuestas para dicho fin. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no corresponde a esta Comisión efectuar su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
023-3	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	No inclusión de obra en ITP	N/A	<p>El proyecto Nueva S/E Guangualí, con patios de 66 kV y 15 kV considera la instalación de un transformador 66/15 kV de, al menos, 50 MVA de capacidad, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Además se señala que La configuración del patio de 66 kV de la subestación Guangualí corresponderá a barra principal seccionada y barra de transferencia con capacidad de barra de, al menos, 500 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para nueve posiciones, de manera de permitir la conexión del equipo de transformación 66/15 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x66 kV Quilmo 2 – Chillán, la conexión de la nueva línea 2x66 kV Guangualí – Río Viejo. Al respecto, COPELEC observa que para un mejor aprovechamiento de las instalaciones de Transmisión existentes en la zona de Chillán, la Nueva S/E Guangualí debiese considerar la posibilidad de contar con un retiro en media tensión en nivel de tensión de 13,8 kV que corresponde al nivel de voltaje con que mayormente opera COPELEC en la zona urbana y rural en la comuna Chillán y alrededores . Con estas soluciones se permitirá abastecer la demanda a todo evento en la comuna de Chillán (zona sur) y Chillán Viejo (inclusive si existiese una falla o desconexión programada en las S/E Chillán y/o S/E Monterrico). De tal forma la región de Ñuble podrá contar un anillo de Transmisión que permitirá:</p> <p>a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la zona 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 zona.</p>	<p>Se propone que el proyecto de Nueva S/E Guangualí contemple además la incorporación paño completo para la conexión de de un transformador de poder 66/13,8 kV de al menos 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Por lo tanto, el proyecto nueva S/E Guangualí 66/13,8 kV dispondría de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Patio de 66 kV y sus respectivas configuraciones.</li> <li>• Patio de 13,8 kV para la conexión del transformador de 66/13,8 kV (30 MVA con CDBC) y las características ya correctamente proyectadas en el presente ITP emitido por CNE.</li> </ul>	<p>No se acoge la observación. El Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a presentar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "Nueva S/E Guangualí" fue una obra nueva incorporada al Plan de Expansión 2024, que quedó fijada en el Decreto N°354 de 30 de diciembre de 2025 del Ministerio de Energía, sin que se haya propuesto para el presente período ninguna iniciativa de ampliación de dicha S/E. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p> <p>Acceder a la evaluación de un proyecto no propuesto en tiempo y forma vulneraría gravemente el debido proceso, privando al resto de los actores del mercado del derecho a conocer y analizar oportunamente dicha iniciativa. En este sentido, la inclusión de proyectos en esta instancia se aparta de las etapas previstas por la normativa y excede la naturaleza propia de lo que constituye una observación al informe preliminar. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha resuelto (Dictamen N° 7-2021) que la mera alusión de una iniciativa durante la etapa de observaciones carece de la suficiencia necesaria para habilitar su evaluación cabal dentro del procedimiento de planificación, ratificando además (Dictamen N° 23-2021) la improcedencia de efectuar nuevos análisis empleando información que debió aportarse oportunamente en las fases reglamentarias dispuestas para dicho fin. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no corresponde a esta Comisión efectuar su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
023-4	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.	No inclusión de obra en ITP	N/A	<p>El proyecto Nueva S/E Río Viejo contempla la construcción de una nueva subestación, denominada Río Viejo, con patios AT/AT. A su vez, el proyecto considera la instalación de dos equipos de transformación 154/66 kV de, al menos, 90 MVA cada uno, ambos con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de desconexión en ambos niveles de tensión.. Además se señala que la configuración del patio de 154 kV corresponderá a doble barra principal y barra de transferencia, con capacidad de, al menos, 700 MVA con 75°C en el conductor y 35°C temperatura ambiente con sol, y deberá considerar espacio en barras y plataforma para once posiciones, de manera de permitir la conexión de los dos equipos de transformación 154/66 kV, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Monterrico – Montenegro, la conexión del seccionamiento de la línea 1x154 kV Pueblo Seco – Chillán, la conexión de un banco de condensadores, la construcción de un paño acoplador, la construcción de un paño seccionador de barras y la conexión de nuevos proyectos en la zona.. Al respecto, COPELEC observa que para un mejor aprovechamiento de las instalaciones de Transmisión existentes en la zona de Chillán, la Nueva S/E Río Viejo debiese considerar la posibilidad de contar con un retiro en media tensión en nivel de tensión de 13,8 kV que corresponde al nivel de voltaje con que mayormente opera COPELEC en la zona urbana y rural en la comuna Chillán y alrededores . Con estas soluciones se permitirá abastecer la demanda a todo evento en la comuna de Chillán (zona sur) y Chillán Viejo (inclusive si existiese una falla o desconexión programada en las S/E Chillán y/o S/E Monterrico). De tal forma la región de Ñuble podrá contar un anillo de Transmisión que permitirá:</p> <p>a) Enfrentar la pérdida de elementos de transmisión en la operación del sistema. b) Asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica de la zona en el largo plazo. c) Establecer la infraestructura eléctrica para las oportunidades de expansión a nivel</p>	<p>Se propone que el proyecto de Nueva S/E Río Viejo contemple además la incorporación paño completo para la conexión de de un transformador de poder 66/13,8 kV de al menos 30 MVA, con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión. Por lo tanto, el proyecto nueva S/E Guangualí 66/13,8 kV dispondría de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Patio de 66 kV y sus respectivas configuraciones.</li> <li>• Patio de 13,8 kV para la conexión del transformador de 66/13,8 kV (30 MVA con CDBC) y las características ya correctamente proyectadas en el presente ITP emitido por CNE</li> </ul>	<p>Se rechaza la observación. El Proceso de Planificación de la Transmisión constituye un procedimiento administrativo estrictamente reglado, estructurado en etapas sucesivas y preclusivas. Conforme a lo dispuesto en el artículo 108° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), la oportunidad legal y procesal habilitada para que los promotores e interesados presenten iniciativas de expansión corresponde exclusivamente a la etapa de "Presentación de Propuestas". Una vez expirado dicho plazo, el derecho a ingresar nuevos proyectos precluye.</p> <p>En la especie, la empresa utiliza la presente etapa para solicitar la incorporación y evaluación de una obra que no formó parte del registro oficial de propuestas para el plan de expansión correspondiente al año 2025. En efecto, la obra "Nueva S/E Río Viejo" fue una obra nueva incorporada al Plan de Expansión 2024, que quedó fijada en el Decreto N°354 de 30 de diciembre de 2025 del Ministerio de Energía, sin que se haya propuesto para el presente período alguna iniciativa de ampliación de dicha S/E. Al respecto, el artículo 111° del citado reglamento mandata taxativamente que el objeto de la actual etapa es formular observaciones al Informe Técnico Preliminar, no constituyendo en caso alguno una instancia subsidiaria para el ingreso extemporáneo de nuevas obras.</p> <p>Acceder a la evaluación de un proyecto no propuesto en tiempo y forma vulneraría gravemente el debido proceso, privando al resto de los actores del mercado del derecho a conocer y analizar oportunamente dicha iniciativa. En este sentido, la inclusión de proyectos en esta instancia se aparta de las etapas previstas por la normativa y excede la naturaleza propia de lo que constituye una observación al informe preliminar. Al respecto, el H. Panel de Expertos ha resuelto (Dictamen N° 7-2021) que la mera alusión de una iniciativa durante la etapa de observaciones carece de la suficiencia necesaria para habilitar su evaluación cabal dentro del procedimiento de planificación, ratificando además (Dictamen N° 23-2021) la improcedencia de efectuar nuevos análisis empleando información que debió aportarse oportunamente en las fases reglamentarias dispuestas para dicho fin. En consecuencia, al no haberse presentado la iniciativa en la etapa correspondiente, no corresponde a esta Comisión efectuar su evaluación técnico-económica.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				AT/MT en el largo plazo. d) Incentivar el desarrollo de la zona.		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
024-1	GM Holdings S.A.	Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos	7.4.6 Etapa de Evaluación Económica de los Proyectos Otros Anexos / 05 Evaluaciones Económicas / 01 Obras Nacionales Promovidas	<p>De acuerdo con lo establecido en el artículo 91° del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (DS N°37), los proyectos que resultan de las etapas de análisis de suficiencia, eficiencia operacional, seguridad y calidad de servicio deben someterse a una evaluación económica. Sin embargo, en la carpeta “Otros Anexos / 05 Evaluaciones Económicas / 01 Obras Nacionales Promovidas” solo se presenta la evaluación correspondiente a la obra “Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)”.</p> <p>La ausencia de evaluaciones económicas para el resto de las obras incluidas en el plan de expansión impide efectuar una revisión completa del proceso de análisis, particularmente respecto del proyecto “Nueva S/E Isabel Riquelme”. Esto incluye la verificación de la conveniencia de su fecha prevista de entrada en operación en relación con los beneficios esperados. Cabe señalar que podrían existir casos en que una obra genere beneficios relevantes recién varios años después de su puesta en servicio, argumento que en ocasiones anteriores la CNE ha usado para postergar obras a planes de expansión de años siguientes, lo que hace aún más necesaria su evaluación económica para validar adecuadamente su programación.</p>	Se solicita incorporar a los anexos las evaluaciones económicas de las obras contempladas en el plan de expansión.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>La observación se basa en una interpretación incompleta de lo establecido en el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019). En efecto, el artículo 90° del referido reglamento establece que determinados proyectos de transmisión no pasan a la etapa de análisis económico y son incorporados directamente a la cartera intermedia de proyectos. En particular, ello aplica a los proyectos que resultan de la etapa de análisis de suficiencia, según lo señalado en el literal a) del artículo 88, y a aquellos provenientes de la etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio. Por su parte, el artículo 91° indica que la cartera intermedia se conforma considerando tanto los proyectos provenientes de etapas anteriores que minimizan el valor presente de los costos anuales de operación e inversión del sistema, como aquellos que, por el criterio de suficiencia o por criterios de seguridad y calidad de servicio, pasan directamente a formar parte de dicha cartera. Por este motivo, no se incorporaron evaluaciones económicas para dichas obras en los anexos indicados. En particular, respecto del proyecto “Nueva S/E Isabel Riquelme”, ver respuesta a observación ID 021-5.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
024-2	GM Holdings S.A.	Modificación de obras establecidas en planes de expansión anteriores	<p>5.4.1 Ampliación en S/E La Esperanza</p> <p>5.4.2 Ampliación en S/E Nancagua</p> <p>5.5.1 Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 418/2017) y Ampliación en S/E San Vicente de Tagua Tagua (Decreto 293/2018)</p> <p>5.5.2 Ampliación en S/E Paniahue (Decreto 418/2017) y Aumento de Capacidad de Línea 1x66 kV Lihueimo – Paniahue y ampliaciones en S/E Paniahue y S/E Lihueimo (Decreto 293/2018)</p>	<p>Se observa que la CNE mantuvo en el plan, durante varios ciclos de planificación sucesivos, las referidas obras declaradas desiertas, pese a que la necesidad técnica que las motivaba ya había sido cubierta por obras autorizadas mediante el artículo 102°. La permanencia de estas obras en el portafolio de expansión, aun cuando su justificación técnica había sido resuelta por proyectos alternativos, introduce inconsistencias en la planificación de la transmisión y dificulta la interpretación de la trazabilidad del proceso.</p> <p>En este sentido, se sugiere incorporar un mecanismo metodológico que permita monitorear de forma sistemática los resultados de los procesos de licitación y las obras autorizadas por vías alternativas. Esto permitiría identificar oportunamente aquellas obras cuya necesidad ha sido reemplazada o satisfecha por otros proyectos y, en consecuencia, retirarlas del plan en el ciclo siguiente, evitando mantener proyectos duplicados o sin fundamento técnico vigente.</p>	<p>Se solicita implementar una vigilancia activa o mecanismo que permita retirar del plan de expansión oportunamente aquellas obras declaradas desiertas cuyas necesidades ya fueron cubiertas mediante obras autorizadas por el artículo 102°.</p>	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Cabe señalar que en cada proceso de planificación de la transmisión esta Comisión revisa la vigencia técnica de las obras recomendadas en planes de expansión anteriores, considerando la evolución de las condiciones del sistema eléctrico, el resultado de los procesos de licitación asociados y la eventual incorporación de nuevas obras que puedan incidir en la necesidad originalmente identificada.</p> <p>En este contexto, el hecho de que determinadas obras hayan sido declaradas desiertas en procesos de licitación no implica necesariamente que la necesidad técnica que les dio origen haya desaparecido. En efecto, en diversos casos la falta de adjudicación responde a condiciones específicas de los procesos licitatorios, lo cual no elimina necesariamente los requerimientos de expansión identificados en el sistema.</p> <p>Asimismo, la eventual materialización de proyectos mediante mecanismos alternativos, como aquellos contemplados en el artículo 102° de la Ley General de Servicios Eléctricos, es considerada dentro de los análisis que se desarrollan en los sucesivos procesos de planificación, evaluándose en cada ciclo si dichas obras satisfacen total o parcialmente las necesidades previamente identificadas. En consecuencia, la permanencia o modificación de obras fijadas en planes anteriores responde a la revisión técnica que se realiza en cada proceso de planificación, considerando los antecedentes disponibles al momento de la elaboración del respectivo informe.</p> <p>Por otra parte, la observación formulada corresponde a una sugerencia de carácter metodológico orientada a perfeccionar los mecanismos de seguimiento del proceso de planificación, lo cual no es materia de observaciones al Informe Técnico Preliminar.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
024-3	GM Holdings S.A.	7.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico	7.3.6.1 Representación de Centrales Solares en Modelo de Despacho Económico 7.3.6.2 Representación de Centrales Eólicas en Modelo de Despacho Económico	En el informe se señala que, para la representación de centrales solares, se consideraron tres tipos de perfiles característicos según la zona geográfica. No obstante, esta metodología no fue aplicada en la representación de centrales eólicas, pese a que sus perfiles de generación varían significativamente según la región de emplazamiento de los parques, dada la extensa longitud del territorio nacional.	Se solicita aplicar una metodología análoga a la utilizada para centrales solares, incorporando perfiles eólicos diferenciados por zona geográfica, dado que la generación eólica varía significativamente entre regiones.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>De acuerdo con los antecedentes técnicos analizados por esta Comisión, la solicitud de modificar la metodología de representación de centrales eólicas para asimilarla a la agrupación zonal de las centrales solares carece de sustento técnico, toda vez que se fundamenta en una premisa errónea respecto de la modelación efectivamente realizada.</p> <p>Al respecto, cabe aclarar que, tal como se detalla expresamente en el capítulo 7.3.6.2 del Informe Técnico Preliminar, la modelación de los perfiles de generación para las centrales eólicas no asume un perfil único ni indiferenciado a nivel nacional. Por el contrario, la metodología empleada extrajo la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una robusta serie histórica de 37 años. Adicionalmente, esta modelación incorpora la altura específica del aerogenerador de cada central, dato obtenido desde el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).</p> <p>En consecuencia, la metodología aplicada por esta Comisión es altamente específica para el emplazamiento geográfico exacto de cada parque eólico modelado a lo largo del país. Acceder a la solicitud de agrupar estos recursos en macrozonas geográficas (en forma análoga a la simplificación utilizada para la tecnología solar) implicaría una pérdida injustificada de precisión y representatividad en el modelo de despacho económico. Por consiguiente, al estar la variabilidad regional del recurso eólico debida y rigurosamente capturada en los escenarios de análisis, resulta improcedente la exigencia.</p>

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
025-1	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	8.1.1	<p>Se comenta que el numeral 8.1.1 del Informe Técnico Preliminar, página 105, indica que el objetivo de la obra es "El equipo de compensación tiene por objetivo aliviar las restricciones de estabilidad de tensión en la zona y aumentar los límites de transmisión en el corredor de 500 kV Centro – Sur."</p> <p>Sobre la Necesidad del STATCOM en la S/E convertidora Lo Aguirre Al respecto, en el documento "BASES DE LICITACIÓN PARA LA ADJUDICACIÓN DE LOS DERECHOS DE EJECUCIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO LÍNEA HVDC KIMAL – LO AGUIRRE", Anexo 5, Especificaciones Técnicas Funcionales, sección 9.9, se indica lo siguiente:</p> <p>"El Proponente deberá diseñar los sistemas de compensación reactiva y determinar, mediante estudios sistémicos, si se requiere un dispositivo de compensación dinámica en cualquiera de las Estaciones Convertidoras (como SVC, STATCOM o cualquier otro dispositivo). La especificación y diseño de todo equipo de compensación reactiva dinámica será responsabilidad del Adjudicatario. [...]"</p> <p>En este contexto, se observa que el Adjudicatario de la Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre no definió necesario incorporar un equipo tipo STATCOM en S/E Lo Aguirre en el Hito Relevante N°1 asociado al proyecto. Luego, se sugiere a la CNE que fundamente técnicamente la necesidad del STATCOM en S/E Polpaico considerando el hecho de que dicho sistema no se consideró como dentro del alcance del proyecto HVDC para su buen funcionamiento.</p> <p>Sobre la Necesidad de potencia de cortocircuito en la S/E convertidora Lo Aguirre para asegurar un adecuado funcionamiento de la línea HVDC. Se asume que la línea HVDC operará a plena capacidad (3000 MW) desde 2029. Sin embargo, la</p>	<p>Se sugiere a la CNE:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Dado que el Proponente de la línea HVDC no consideró necesario la necesidad de un STATCOM en S/E Lo Aguirre, se sugiere eliminar del Plan de Expansión la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)".</li> <li>Que, en caso que no se elimine del Plan de Expansión la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)", se fundamente mediante análisis técnicos que el STATCOM en S/E Polpaico responde exclusivamente a la necesidad de control de tensión del corredor 500 kV Centro - Sur, considerando el hecho de que dicho sistema no se consideró como dentro del alcance del proyecto HVDC para su buen funcionamiento.</li> <li>Que, en caso que no se verifique que el sistema contará con la RECC necesaria en las S/E convertidoras de la línea HVDC, se elimine la obra "Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)" y en su lugar se consideren alternativas tecnológicas al STATCOM que, además de aportar potencia reactiva, permitan también cumplir con las necesidades de potencia de cortocircuito que emergen por los requerimientos de la línea HVDC.</li> </ol>	Ver respuesta a observación ID 021-16

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				<p>tecnología LCC requiere una Razón de Cortocircuito (SCR) &gt; 2.0 o 2.5 para funcionar. Si el sistema se debilita por la salida de centrales a carbón, la línea HVDC podría no poder operar a su máxima capacidad, poniendo en riesgo el suministro de la zona norte.</p> <p>Al respecto, se tiene como comentario que la operación de la línea HVDC, al contar con convertidores de tecnología tipo LCC, requieren de un nivel mínimo de razón de cortocircuito en sus terminales para su funcionamiento, lo cual debe estar disponible desde el año 2029 en adelante y no se verifica que se haya comprobado que exista suficiente potencia de cortocircuito en la S/E convertidora Lo Aguirre en el ITP del presente Plan de Expansión. De no contar con suficiente potencia de cortocircuito en sus terminales de conexión, la línea no podrá operar a su máxima capacidad.</p> <p>Las Especificaciones Técnicas Funcionales de las bases de licitación de la línea HVDC indican, en la sección 7.6.2, indican: "De acuerdo con lo establecido en la NTSyCS, la potencia transmitida del Proyecto HVDC deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la barra de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas, [...]"</p>		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
025-2	Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi	Nuevo equipo de compensación reactiva en S/E Polpaico 500 kV (STATCOM AT)	8.1.1	<p>Al revisar la figura 8-5, se verifica que para el caso base se está considerando una capacidad de flujo por el tramo Alto Jahuel - Lo Aguirre de 3000 MW. Al revisar el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión 2025 Preliminar (<a href="https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Preliminar-ERST-2025.pdf">https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2026/02/Informe-Preliminar-ERST-2025.pdf</a>), página 118, el límite de transferencias del tramo Alto Jahuel -&gt; Lo Aguirre está definido por su límite térmico del conductor en 1801 MVA en condición de 25°C con sol.</p> <p>Se debe considerar que el proyecto “Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre” (NUP 1530) no ha sido posible ejecutarlo debido a restricciones. En el último informe de avance mensual del proyecto disponible en el sitio web del Coordinador (con fecha de julio de 2025) se indica que se ha presentado una solicitud de aplicación del artículo 151 del reglamento, solicitando un ajuste de alcance que permita hacer viable el desarrollo de la obra. Luego, la simulación de la operación económica debe considerar esta restricción y los potenciales aumento de costo de desarrollo de la obra que resulten de la aplicación del artículo 151.</p> <p>Art. 151.- "El Ministerio, previo informe de la Comisión, podrá modificar los decretos señalados en el Artículo 148.- del presente reglamento, cuando la correspondiente empresa adjudicataria, la Comisión, el Coordinador y el propietario de las Obras de Ampliación si se tratase de ese tipo de obras, acuerden unánimemente que es necesario modificar las características técnicas del proyecto por razones de aprovechamiento y mejor uso del territorio o el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar una Obra de Expansión. Lo anterior es sin perjuicio de las modificaciones que se puedan efectuar de conformidad al artículo 98º de la Ley. En ningún caso</p>	<p>Se sugiere revisar el potencial beneficio de contar con mayores recursos de control de tensión en S/E Polpaico, considerando que la capacidad proyectada de la línea Alto Jahuel - Lo Aguirre que se asume en el ITP tiene un costo adicional que está siendo revisado mediante la aplicación del artículo 151 del reglamento, y que dicho costo no se ha considerado en la evaluación.</p> <p>En el contexto de las observaciones anteriores, se sugiere evaluar alternativas que aporten también potencia de cortocircuito al sistema, en atención a eventuales necesidades de la línea HVDC que no han sido revisadas en este ITP.</p>	Ver respuesta a observación ID 021-17

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
				se afectará el valor adjudicado de las Obras Nuevas u Obras de Ampliación."		

ID Obs.	Empresa	Disposición del Informe Técnico Preliminar observada	Referencia en el Informe (numeral, anexo)	Observación	Propuesta (indicar ubicación dentro del Informe Técnico Preliminar)	Respuesta CNE
030-1	Enlase Generación Chile S.A.	7.3.3.3 Proyectos Comprometidos	Tabla 7-2: Proyectos de generación comprometidos .	Se solicita no considerar los proyectos Socompa Solar y Arboleda Solar dentro de los proyectos de generación comprometidos debido al término anticipado de contrato de la empresa Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA, comunicado mediante la resolución exenta N° 742 del 01 de diciembre de 2025.	No considerar proyectos comprometidos en licitaciones con término anticipado aprobado o con incumplimiento en su inicio de suministro.	<p>No se acoge la observación.</p> <p>Conforme a lo establecido en el artículo 83° del Reglamento de Planificación de la Transmisión (D.S. N° 37/2019), esta Comisión construyó sus escenarios ajustando las proyecciones y actualizando el parque generador en construcción y comprometido, así como la fecha de puesta en servicio de las obras de transmisión futuras, utilizando la información consolidada hasta la fecha de corte oficial del 30 de mayo de 2025, según se indica explícitamente en el capítulo 7.3.3.2 del Informe Técnico Preliminar.</p> <p>Si bien el artículo 82° del citado Reglamento faculta a esta Comisión a actualizar antecedentes de acuerdo con el avance de la información, el ejercicio de dicha potestad debe armonizarse con el resguardo de la certeza jurídica y la consistencia del estudio. En este sentido, actualizar la información en fases avanzadas del proceso carece de un límite temporal lógico, puesto que la incorporación de nuevos datos obligaría a rehacer análisis que quedarían nuevamente desactualizados por el surgimiento de información posterior, generando una dinámica de actualización permanente e indefinida. Por consiguiente, para garantizar la clausura de las etapas y la consistencia de los modelos, esta Comisión consideró válidamente la información consolidada hasta la referida fecha de corte oficial.</p> <p>Por consiguiente, tratándose la resolución referida en la observación de un acto administrativo originado con posterioridad a la fecha de corte oficial establecida, su incorporación obligaría a rehacer modelaciones sistémicas ya consolidadas, vulnerando la certeza procedimental del proceso reglado.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en aplicación del principio de planificación continua, el Proceso de Expansión de la Transmisión correspondiente al año 2026, actualmente en desarrollo, considerará orgánicamente las actualizaciones e información sobreviniente referida al parque generador comprometido del sistema.</p>