



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°40-2023

Discrepancia presentada por Transemel S.A. respecto del Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022, de la Comisión Nacional de Energía

Santiago, 15 de septiembre de 2023

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	6
1.1	Presentaciones.....	6
1.2	Documentos acompañados	6
1.3	Admisibilidad	6
1.4	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	6
1.5	Programa de trabajo.....	6
2.	REINCORPORACIÓN DE LA OBRA AMPLIACIÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT)	7
2.1	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	7
2.1.1	Presentación de Transemel	7
2.1.2	Presentación de la CNE	12
2.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	16
2.2.1	Alternativas.....	16
2.2.2	Análisis.....	16
2.2.3	Dictamen	18
3.	REINCORPORACIÓN SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV CÓNDORES-CERRO DRAGÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS)	18
3.1	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	18
3.1.1	Presentación de Transemel	18
3.1.2	Presentación de la CNE	24
3.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	25
3.2.1	Alternativas.....	25
3.2.2	Análisis.....	25
3.2.3	Dictamen	27
4.	INCORPORACIÓN AMPLIACIÓN TENDIDO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA CÓNDORES-CERRO DRAGÓN 110 KV Y OBRAS ASOCIADAS	27
4.1	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	27
4.1.1	Presentación de Transemel	27
4.1.2	Presentación de la CNE	34
4.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	34
4.2.1	Alternativas.....	34
4.2.2	Análisis.....	34
4.2.3	Dictamen	36
5.	INCORPORACIÓN DE LA OBRA DE AMPLIACIÓN “NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS (CER) EN S/E PARINACOTA 220 KV”	36
5.1.	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	36
5.1.1	Presentación de Transemel	36
5.1.2	Presentación de Transelec	42

5.1.3	Presentación de la CNE	43
5.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	46
5.2.1	Alternativas	46
5.2.2	Análisis	46
5.2.3	Dictamen	49
6.	INCORPORACIÓN DE LA OBRA DE AMPLIACIÓN "NORMALIZACIÓN DE LOS PATIOS DE 110 KV Y 220 KV DE LA S/E ESMERALDA Y NUEVA LÍNEA 1X220 KV ESMERALDA-NUEVA LA NEGRA"	50
6.1.1.	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	50
6.1.1	Presentación de Transemel	50
6.1.2	Presentación de la CNE	54
6.2.	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	56
6.2.1	Alternativas	56
6.2.2	Análisis	57
6.2.3	Dictamen	58

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
Engie	Engie Energía Chile S.A.
Infotécnica	Plataforma de Información Técnica del Coordinador Eléctrico Nacional
ITD	Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 91 de la Ley General de Servicios Eléctricos
ITF o Plan de Expansión 2022	Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual de la Transmisión 2022, aprobado por Resolución Exenta N°174 de 4 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de Energía
ITP	Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de la Transmisión año 2022, aprobado por Resolución Exenta N°85 de 2 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de Energía
LBPA	Ley N°19.880 de mayo de 2003 que "Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los Órganos de la Administración del Estado"
Ley de Transmisión	Ley N°20.936 de julio de 2016, que "que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional"
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos"
Ministerio	Ministerio de Energía
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de Energía
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PET	Propuesta de Expansión de la Transmisión del CEN
Reglamento de Transmisión	Decreto Supremo N°37, de mayo de 2021, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión"

Reglamento del Panel	Decreto Supremo N°44, de abril de 2017, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en La Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que indica"
S/E	Subestación
SS/EE	Subestaciones
Transelec	Transelec S.A.
Transemel	Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.
VI	Valor de inversión

DICTAMEN N°40 – 2023

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1 Presentaciones

El 25 de mayo de 2023 ingresó al Panel una presentación de Transemel, planteando una discrepancia respecto del Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión correspondiente al año 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°174 de 4 de mayo de 2023, de la CNE.

1.2 Documentos acompañados

El Panel de Expertos ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Presentación de discrepancia de Transemel de 25 de mayo de 2023 y presentación complementaria de 18 de julio de 2023;
- b) Presentación de Transelec, en calidad de tercera interesada, de 16 de junio de 2023; y
- c) Presentación de la Comisión de 16 de junio de 2023 y presentación complementaria de 18 de julio de 2023.

Todos los documentos presentados en la discrepancia se encuentran ingresados en el Sistema de Tramitación de Discrepancias Electrónico.

1.3 Admisibilidad

De conformidad al artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaria Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepada sea de aquellas de competencia del Panel, según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 29 de mayo de 2023.

1.4 Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos

Consultados por la Secretaria Abogada, ningún integrante del Panel declaró estar afecto a inhabilidades en esta discrepancia.

1.5 Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por el Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la LGSE, al notificarse oportunamente la discrepancia a la CNE y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y dar publicidad a la misma en el sitio *web* del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estime necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 4 de julio de 2023 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 21 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. REINCORPORACIÓN DE LA OBRA AMPLIACIÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 kV (BS) Y NUEVO TRANSFORMADOR (NTR ATMT)

2.1 Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

2.1.1 Presentación de Transemel

Transemel señala que el proyecto “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)” se ubicaría en las comunas de Iquique y Alto Hospicio, región de Tarapacá, abasteciendo el consumo de aproximadamente 32.500 usuarios sometidos a regulación de precios.

Agrega que la zona en la que se emplazaría este proyecto fue identificada en el año 2021 por el Coordinador como una zona cuyas instalaciones deben ser reforzadas para evitar la pérdida de suministro de los clientes regulados.

Al respecto, Transemel hace presente que los proyectos involucrados en las discrepancias N°1, N°2 y N°3 se ubicarían en la misma zona de interés, y que serán abordados de manera independiente, a fin de que el Panel se pronuncie respecto de cada uno de ellos, los que por sí solos aportarían al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona en estudio, y que, en conjunto, permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación. Por lo anterior, acota que los proyectos que son materia de las discrepancias N°1, N°2 y N°3 comparten de manera significativa sus antecedentes y fundamentos.

Señala que el Coordinador propuso en el Proceso de Planificación 2021 la ejecución de numerosas obras como, por ejemplo, la obra Nueva Línea 110 kV Cóndores-Alto Hospicio-Cerro Dragón-Nueva Palafitos, con el fin de otorgar seguridad mediante la aplicación del criterio N-1 en la zona, o la obra de ampliación Nuevo Transformador en S/E Alto Hospicio, con el fin de otorgar “potencia firme” a dicha S/E.

Transemel señala que, conforme a lo indicado por el CEN en esa ocasión, las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón “(...) poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos (...) requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen debido a su importancia relativa, dada por sus características de consumo”, por lo que “(...) requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones”.

Agrega que en el contexto del Proceso de Planificación 2021, el Coordinador resumió en las tablas 6-87 y 6-88 de su PET de ese año el incumplimiento de los criterios de seguridad en la zona en cuestión, tablas que se reproducen a continuación.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a los requerimientos identificados, lo cual se muestra en la tabla 6-87 y la tabla 6-88.

Tabla 6-87. Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Cóndores – Tap Off Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Cerro Dragón	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Palafitos	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Pacífico	N	N

Tabla 6-88. Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Alto Hospicio	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Cerro Dragón	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Palafitos	Potencia Firme (DE171/2020)	Potencia Firme
S/E Pacífico	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

De lo anterior, la discrepante concluye que el proyecto “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)” sería necesario para asegurar el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y para habilitar la ejecución de labores de mantenimiento sin interrumpir el suministro de dichos usuarios.

Añade que así también lo habría entendido la CNE en el Proceso de Planificación 2022, ocasión en la que este organismo incorporó el proyecto en el ITP, no obstante que luego decidió excluirlo del ITF.

Transemel señala que en el marco de las observaciones al ITP, junto con CGE, observó este proyecto, con el propósito de incorporarle mejoras. La empresa sostiene que a raíz de dichas observaciones la CNE no lo incluyó en el ITF, decidiendo postergar su evaluación para el Proceso de Planificación 2023 y, en consecuencia, prosigue, postergar la solución al problema de suficiencia de la zona abastecida por la S/E Alto Hospicio.

Agrega que la respuesta de la Comisión a la observación de Transemel remite a la respuesta que a su vez dio a la observación de CGE, en la que este organismo indicó que, a partir de las observaciones recibidas, decidió postergar la incorporación del proyecto para efecto de analizar dicha obra u otra que aborde “la problemática de suficiencia para la zona abastecida por la S/E Alto Hospicio, debiendo ser analizada nuevamente con motivo del proceso de expansión 2023”.

Transemel señala que los problemas en esta zona fueron identificados por el CEN en el año 2021 con motivo del anterior proceso de planificación de la transmisión, y que, por su parte también promovió un proyecto en el sector, el que se analiza en la discrepancia N°3.

La discrepante sostiene que la zona en la que se emplazaría este proyecto actualmente operaría de forma deficiente, generando riesgo de pérdida de suministro para usuarios

regulados. Agrega que no obstante ser esto de público conocimiento desde el año 2021, la CNE no habría adoptado las medidas pertinentes para resolver esta situación ni en el Proceso de Planificación 2021 ni tampoco en el del año 2022.

Transemel indica que, en su opinión, y conforme a las disposiciones legales y reglamentarias que rigen el proceso de expansión de la transmisión, el proyecto "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)" debe ser reincorporado en el ITD 2022.

En primer lugar, explica que este proyecto permitiría resolver los problemas de suficiencia en la zona norte del país, argumento que afirma la CNE compartiría, ya que en el ITP este organismo manifestó que esta obra permite el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Alto Hospicio durante 20 años. Luego la discrepante cita a la CNE cuando esta señala que este proyecto "(...) se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima del transformador T1 de 30 MVA en la S/E Alto Hospicio, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85%, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación".

A partir de dicha proyección, la discrepante afirma que al año 2027 el transformador de la S/E Alto Hospicio superará el 95% de cargabilidad máxima.

Agrega que si se tiene en cuenta que la Comisión estimó un plazo constructivo de 30 meses para el proyecto, y que CGE considera que, debido a que se requiere comprar un terreno, serían necesarios 36 meses, en el mejor de los casos restaría 1 año y medio para la ejecución de la respectiva licitación y, en el peor de los casos, solo 1 año. En consecuencia, a su juicio resulta evidente que esta obra es necesaria para resolver los problemas de suficiencia en la zona norte.

Para la discrepante, retirar este proyecto y postergar su análisis implicaría que los usuarios sometidos a regulación de precio se encontrarán en riesgo de no contar con el suministro eléctrico con la calidad y seguridad de servicio establecida en la normativa vigente.

En segundo lugar, sostiene que el proyecto permitiría entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país.

La discrepante afirma que la transmisión tiene un importante rol en la generación de condiciones de competencia en los mercados eléctricos. De hecho, prosigue, la existencia de límites de capacidad en la transmisión es un elemento que hace que estos sean vulnerables al ejercicio de poder de mercado.

Agrega que, al respecto, en la Ley de Transmisión se introdujeron diversos cambios. Entre ellos, acota, el establecer que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando la "creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (artículo 87 de la LGSE, literal b).

Para la discrepante, la promoción de la competencia se torna muy relevante en una zona que

tiene un enorme potencial de generación de energía renovable de bajo costo.

En tercer lugar, Transemel afirma que el acto administrativo de la Comisión a través del cual desechó su observación y excluyó del ITF el proyecto "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)", sería un acto infundado, que contravendría los artículos 91 de la LGSE y 88 y 112 del Reglamento de Transmisión.

Agrega que tanto el artículo 91 como el 112 establecen que la Comisión, con ocasión de la emisión y comunicación del ITF, debe aceptar o rechazar fundadamente las observaciones planteadas al ITP, lo que a su juicio, en la especie no ocurrió. A su vez, prosigue, la CNE contravendría también los artículos 11, 16 y 41 de la LBPA, que establece bases de los procedimientos administrativos, que acota serían aplicables a la Comisión, y el artículo 8 de la Constitución Política de la República, los cuales establecen la exigencia de fundamentación de los actos de la administración.

Para la discrepante, no existen razones fundadas para excluir el proyecto en análisis del ITF, especialmente si se tiene en consideración que ese proyecto fue incluido por la Comisión en el ITP.

Transemel sostiene que, al parecer, para la Comisión la recepción de observaciones a los proyectos sería un motivo suficiente para modificar el contenido de su ITP, y que no consideraría que lo adecuado sería evaluar la pertinencia de las observaciones y, en función de ello, decidir respecto a un proyecto. Agrega que este organismo no ejerció su facultad para solicitar antecedentes complementarios a quienes observaron el ITP, y, en cambio, optó por modificar el contenido del ITP sin justificación.

Según la discrepante, la falta de fundamentación del acto administrativo de la Comisión resulta palmaria cuando se tiene presente que de sus propios análisis se desprende la necesidad de este proyecto para permitir el abastecimiento de la demanda en la S/E Alto Hospicio durante todo el horizonte de análisis.

Señala que, en este caso, la Comisión, en su ITP, dio cumplimiento al artículo 88 del Reglamento de Transmisión pues detectó que al año 2027 se superaba el 85% de cargabilidad máxima. Añade que no obstante, de forma injustificada, la Comisión parece haber considerado criterios distintos o, simplemente, no haber empleado ningún criterio, y excluyó el proyecto de su ITF.

En cuarto lugar, Transemel sostiene que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse en el proceso 2023 el mismo proyecto, su análisis podría ser nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión.

Así, para la discrepante, no existirían garantías de que la Comisión evaluará el proyecto en el proceso 2023.

La discrepante reitera que la postergación de este proyecto no es recomendable si se considera el plazo estimado por la Comisión para su construcción y menos aún si se considera

el plazo estimado por CGE.

En este sentido, la discrepante hace presente que la autoridad estaría a tiempo para definir esta obra en el presente proceso de planificación.

Transemel plantea que la continua postergación de la evaluación de este proyecto sugeriría al menos cuestionarse si es que la autoridad pretende que problemáticas como la que enfrentan los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos desde la S/E Alto Hospicio alcancen una gravedad tal que deban ser promovidos a través de herramientas excepcionales como las obras urgentes del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE o instancias como el *Open Season*, en curso, para el desarrollo de obras de transmisión urgente del SEN.

En opinión de la discrepante, estos mecanismos de carácter excepcional no deben ser aplicados a proyectos como la "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)" ni tampoco procede que la autoridad, sin fundamento, soslaye su análisis y el de las observaciones recibidas.

A juicio de Transemel, el proyecto en cuestión no es una obra urgente en los términos del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE, por lo que debe ser analizada en el Proceso de Planificación 2022. En consecuencia, en su opinión no correspondería postergar su análisis, ya sea para futuros procesos anuales de planificación de la transmisión, o para procesos excepcionales.

En presentación complementaria, Transemel indicó que cada discrepancia (1, 2 y 3) es independiente de las otras y que en la Audiencia Pública fueron abordadas en conjunto para enfatizar que se emplazan en una misma zona.

Destaca que en la Audiencia Pública se señaló que cada proyecto de forma independiente aportaría al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona de Alto Hospicio, y que todos en conjunto permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción, y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación.

A continuación, Transemel se refiere a las respuestas dadas por la CNE a las consultas del Panel en el marco de la Audiencia Pública.

Con relación a la consulta sobre la oportunidad de las soluciones promovidas por la CNE, Transemel afirma que la Comisión reconoció que las soluciones que promueve en el marco del proceso 2023 están al límite para resolver oportunamente el problema de suficiencia en la zona de Alto Hospicio, pero que según este organismo sería posible llegar a tiempo.

Agrega que como muestra de ello, indicó que la empresa distribuidora de la zona estaría tranquila con el obrar de la Comisión.

Señala que adicionalmente, la Comisión sostuvo que las tasas de crecimiento de demanda estarían decreciendo, de lo que la CNE concluiría que no existe inconveniente en que los problemas de suficiencia no sean resueltos en el Plan de Expansión 2022.

Al respecto, la discrepante sostiene que en sus respuestas a las observaciones al ITP la CNE no indicó dicha circunstancia para justificar su decisión de no incluir en el ITF los proyectos de la zona de Alto Hospicio. Además, prosigue, no se advierten cambios en la proyección de demanda utilizada entre el ITP y el ITF que permitan sostener que la solución al problema de suficiencia en la zona de Alto Hospicio pueda ser postergado.

Transemel insiste en que la solución al problema de suficiencia en Alto Hospicio debe estar en el Plan de Expansión 2022, toda vez que la Comisión no precisó en la Audiencia Pública el monto de la reducción de las tasas de crecimiento y la nueva fecha en que la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes alcanzará el 85% y el 100%.

En relación con lo afirmado por la CNE en el sentido de que en el Proceso de Planificación 2023 este organismo está evaluando una solución de suficiencia en la zona de Alto Hospicio, la discrepante afirma que ello no aseguraría que en el Plan de Expansión 2023 se incorporará una solución para esta zona.

Agrega que, si la decisión se postergara desde el proceso 2022 al 2023, la solución no se retrasaría solo en un año, sino que en, al menos, en dos años y medio, dado que el plazo de construcción de la nueva S/E Alto Molle (48 meses), supera en 18 meses a los proyectos por los que discrepa Transemel.

La discrepante afirma que en atención a estos plazos y a los del desarrollo de los procesos de planificación, el optar por el proyecto S/E Alto Molle implicaría asumir que por, al menos, un año, las instalaciones existentes operarán con una cargabilidad máxima del 100%. Agrega que, en términos generales, salvo que una obra tenga un plazo constructivo menor a los dos años, cualquier solución que se defina en el proceso anual de planificación de la transmisión 2023, entrará en operación cuando las instalaciones existentes ya hayan alcanzado una cargabilidad máxima del 100%.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transemel solicita al Panel:

“(...) acoger la presente discrepancia y dictaminar en definitiva que la Comisión debe (...) reincorporar el proyecto de obra de ampliación denominado ‘Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)’ en el ITD 2022”.

2.1.2 Presentación de la CNE

La CNE señala que, si bien Transemel argumentó que este proyecto fue recomendado por el Coordinador para el Plan de Expansión 2021, no calificó para ser considerado en esa ocasión, toda vez que las proyecciones del 2021 no indicaron una cargabilidad superior al 85% para el año 2026.

Agrega que de los análisis correspondientes al proceso 2022, la obra sí fue incorporada en el ITP correspondiente, recibiendo observaciones por parte de la empresa distribuidora de la zona (CGE) y de otros interesados.

La Comisión sostiene que la razón para haber incorporado las obras de expansión denominadas “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR

ATMT)” y el “Seccionamiento de la línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio” fue debido a los problemas de suficiencia que se identificaron para la S/E Alto Hospicio y el sistema que la abastece a partir de los antecedentes que disponía. Agrega que, sin embargo, esta obra no sería la única alternativa para mitigar los problemas de suficiencia por lo que no coincide con la discrepante en su argumento de que esta sea la única obra posible para dar solución a la suficiencia identificada en la zona.

Indica que la exclusión de este tipo de obras de un plan de expansión implica postergar una mejora de las condiciones de las instalaciones de transmisión actuales. Al respecto, se refiere a las razones que motivaron su postergación.

En primer lugar, afirma que luego de publicado el ITP, sostuvo reuniones con la empresa distribuidora de la zona, concluyendo de estas que las obras incorporadas al ITP podrían no ser las mejores alternativas para el abastecimiento en el mediano y largo plazo de la S/E Alto Hospicio, ya que la expansión de la ciudad y los grandes consumos futuros no se encontrarían en los alrededores de esta S/E, sino que más al sur de ella.

Adicionalmente, prosigue, la empresa distribuidora mencionó que se encontraban trabajando en una propuesta de solución alternativa, en atención a los problemas de suficiencia que también observan, para efectos de su análisis en el siguiente proceso de expansión de la transmisión. Esta sería una nueva obra que no sólo permitiría recoger los problemas del sistema de transmisión, sino que, además, las dificultades existentes en los sistemas de distribución.

En segundo lugar, la CNE afirma que las observaciones al ITP recibidas habrían sido indicativas de que la obra necesitaba modificar considerablemente su alcance para poder abarcar todos los problemas de suficiencia y seguridad en transmisión. Agrega que sin embargo, ninguna de esas modificaciones mejoraría la condición actual de los sistemas de distribución. Añade que al ver que esas condiciones pueden ser mejoradas con una nueva alternativa por transmisión, optó por postergar para el siguiente proceso la solución definitiva para la zona. La CNE afirma que la obra que resulte en el siguiente proceso de expansión sí llegaría en tiempo y forma.

Con respecto a las observaciones al ITP presentadas por Kvolt Design y CGE sobre este proyecto (2-1 y 17-1 respectivamente) indica que la primera señaló que habría poco espacio disponible para instalar un transformador, por lo que sugirió que el equipo a licitar sea de tecnología GIS, lo cual limita a los oferentes en cuanto a utilizar el equipo que estimen más conveniente para la ampliación.

Por su parte, señala que CGE en sus observaciones hizo presente que a su juicio la S/E Alto Hospicio no contaría con espacio disponible para ampliarla, por lo que se requeriría comprar nuevos terrenos, lo que redundaría en un aumento del plazo de ejecución del proyecto. Además, prosigue la CNE, esta empresa indica que se deben construir barras adicionales para instalar el nuevo transformador, señalando, al igual de Kvolt Design, que el equipo a utilizar tendría que ser de tecnología GIS, lo cual, si bien corresponde a una solución válida, lleva a

repensar la pertinencia de la incorporación de la obra, en tanto se constatan diversas dificultades para el desarrollo de esta.

Por lo anterior, la Comisión indica que determinó que resultaba pertinente postergar la incorporación de esta u otra solución para abordar los requerimientos de la zona, de modo de poder analizar otras alternativas que pudiesen ofrecer mayores ventajas en relación con la obra en cuestión.

Al respecto, afirma que con motivo de la convocatoria para la presentación de propuestas para el Plan de Expansión 2023, recibió una denominada “Nueva SE Alto Molle”, la que tendría objetivos similares a la obra objeto de esta discrepancia. Para la CNE, esto reforzaría su decisión en orden a postergar para el próximo proceso el análisis de la mejor alternativa de expansión para la zona.

Con relación a que según Transemel la S/E Alto Hospicio funcionaría de manera deficiente, generando riesgo de pérdida de suministro para los usuarios sometidos a regulación de precios, la CNE afirma que ello no sería efectivo, pues, de acuerdo con los registros de falla utilizados para la elaboración del Plan de Expansión 2022, se constata que ninguna de ellas es ocasionada por un funcionamiento deficiente de la S/E Alto Hospicio.

Al respecto, la CNE despliega una tabla en la que identifica cinco fallas de instalaciones en la S/E Alto Hospicio, entre 2015 y 2021. Dos de ellas originadas por choque de vehículo a poste, una por error del personal u operador y dos por error en programación.

Con relación a que, según Transemel, el actuar de la Comisión contravendría los artículos 91 de la LGSE, 112 del Reglamento de Transmisión, los artículos 11, 16 y 41 de la LBPA y el artículo 8 de la Constitución Política de la República, la CNE afirma que las observaciones presentadas al ITP respecto de la obra fueron respondidas, señalándose explícitamente los argumentos que sustentaban su decisión, lo cual sostiene se puede apreciar en la respuesta que se le dio a la discrepante en su oportunidad.

La CNE indica que de sus análisis y siguiendo la metodología establecida en el Capítulo 4 del Título III del Reglamento de Transmisión, no se obtuvo como resultado una necesidad de transmisión cuya solución deba estar dada por la obra que propone la empresa discrepante. En este sentido, prosigue, entiende que, si la discrepante propone una obra, es esta quien debe proporcionar antecedentes que demuestren, al menos, la procedencia de incluirla en el plan de expansión de que se trate. Agrega que dicha circunstancia no se ha verificado en el caso referido por Transemel, y que esta solo se ha limitado a solicitar, sin mayores fundamentos, la reincorporación de la obra en cuestión.

La Comisión sostiene que no ha tenido a la vista evidencia técnica alguna que le permita contrastar y, en su caso, modificar las conclusiones a las que arribó al momento de emitir el ITF. Añade que ello es relevante, pues dicho análisis se realizó con base a lo mandatado por la LGSE y el Reglamento de Transmisión y conforme a cuyos resultados puede determinar con un grado razonable de certeza si existe o no una necesidad que se deba suplir a través de una obra de transmisión. Por lo demás, prosigue, el trabajo de la Comisión en todos sus

procesos debe realizarse utilizando un criterio de eficiencia, en virtud del cual no es razonable ni exigible que la autoridad analice en detalle las infinitas posibilidades de obras que eventualmente pueden ser incorporadas a los procesos de expansión.

Con relación a la incertidumbre manifestada por la discrepante sobre si realmente la obra será incluida en el Plan de Expansión 2023, la CNE afirma que esta presenta dificultades para su ejecución. Señala que además cuenta con nuevos antecedentes que llevaron a definir la postergación de su incorporación para efectos de revisar posibles alternativas, las que serán analizadas en el contexto del proceso de expansión 2023. La CNE agrega que en particular se refiere a la propuesta denominada "Nueva S/E Alto Molle", presentada por la empresa distribuidora de la zona.

En presentación complementaria, la CNE indica que sería correcto lo señalado por el Panel en la Audiencia Pública, en el sentido de que la obra S/E Alto Molle no aparece como parte de las observaciones que formalmente se hacen al ITP, si no que surgió producto de entregas de información realizadas posteriormente durante el año 2023.

Agrega que en las observaciones al ITP, CGE adelantó que existirían complejidades respecto de la alternativa visualizada por la Comisión, consistentes en la existencia de limitaciones geográficas y de espacio, que restringían la solución de ampliar la S/E mediante tecnología GIS.

Añade que la obra no fue propuesta en el contexto del Plan de Expansión 2022, y que previamente al periodo de observaciones al ITP, la discrepante no había relevado que existiría un inconveniente en la S/E Alto Hospicio. Sostiene que la inquietud de la empresa de evaluar una solución distinta nace en respuesta a la propuesta de la Comisión en el ITP y que ésta se materializó en su propuesta en el marco del Plan de Expansión 2023.

También en el contexto de consultas realizadas en la Audiencia Pública, la CNE afirma que a diferencia de los planes anteriores, en el Plan de Expansión 2023 publicó los requerimientos mínimos que debe contener el informe de expansión de los sistemas de distribución establecido en el artículo 81 del Reglamento de Transmisión, referidos a aquellos desarrollos del sistema de distribución y a eventuales problemáticas que la distribuidora detecte, que puedan servir de insumo al proceso de planificación de la transmisión, permitiendo así mejorar las soluciones que desde allí se promueven. De esta manera, prosigue, se tendrán en cuenta aspectos como los geográficos, asociados a los sistemas de distribución, que anteriormente no se consideraban en detalle.

Señala que, en consecuencia, más que incorporar en el análisis los costos de distribución, el objetivo es detectar y relevar problemas que se puedan derivar y que puedan restringir las capacidades de explotación de las instalaciones.

Con relación a lo manifestado por el Panel sobre los eventuales mayores costos que podría tener la nueva la nueva S/E Alto Molle, en comparación con la ampliación en S/E Alto Hospicio, por lo que de no considerarse los beneficios en distribución, la S/E Alto Molle como tal no sería una buena solución, la CNE afirma que lo planteado por el Panel es parte de lo que se

analizará en el Plan de Expansión 2023. En este contexto hace presente que estos análisis podrían derivar en que la solución efectiva podría no ser la S/E Alto Molle ni la inclusión de otra S/E primaria. Agrega que analizar la obra en el Plan de Expansión 2023 implica una oportunidad de buscar una solución más eficiente, analizando todos los antecedentes de los que se dispondrá en el referido proceso. La CNE hace presente que el costo definitivo que se ve en los análisis es el costo desde el punto de vista de la transmisión, sin considerar otros costos como los derivados de la distribución.

Con relación a la consulta del Panel respecto a si la solución para la zona llegará a tiempo considerando que la obra "Ampliación en S/E Alto Hospicio" se está postergando un año, dados los plazos que implica el proceso de planificación, y si no se generarán problemas de suficiencia en el largo plazo, la CNE manifiesta que efectivamente se está en el límite de los plazos para promover cualquier obra para la zona; sin embargo, prosigue, de incluirse en el Plan de Expansión 2023 se estima que la solución necesaria llegaría en el momento adecuado.

Por otra parte, indica que la proyección de demanda está basada en el informe de Previsión de Demanda Eléctrica, por lo que se entiende que no es posible pronosticar de manera exacta la demanda máxima que se alcanzará en la S/E Alto Hospicio, y es por este motivo que se fijó el criterio de holgura del 15% de la capacidad de los transformadores.

Finalmente, afirma que en el Plan de Expansión 2023, las tasas de crecimiento que se considerarán son más bajas, por lo que preliminarmente se ve que una mejor alternativa podría llegar sin mayor problema.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CNE solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Transemel, de manera que no se incluya en el Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)".

2.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

2.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reincorporar en el Plan de Expansión 2022 el proyecto "Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)"

Alternativa 2: Rechazar la petición de Transemel S.A.

2.2.2 Análisis

Transemel señala que en el proceso de planificación de 2021 el Coordinador identificó que la S/E Alto Hospicio carecería de "potencia firme". Indica que la CNE, en el proceso de planificación de 2022, incorporó este proyecto en el ITP, debido a que la proyección de la cargabilidad máxima del transformador de Alto Hospicio alcanzará en 2027 un valor superior al 85%. No obstante, prosigue, la Comisión decidió excluirlo del ITF a raíz de observaciones realizadas por Transemel y CGE. Añade que este organismo manifestó que en el proceso 2023 revisaría el problema de suficiencia de la zona de Alto Hospicio, considerando en el análisis

otras alternativas, entre ellas la nueva S/E Alto Molle propuesta por CGE.

Transemel sostiene que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse en el proceso 2023 el mismo proyecto, su análisis podría ser nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión, por lo que no existirían garantías de que la Comisión considerará el proyecto en el proceso 2023.

Agrega que, si la decisión se postergara desde el proceso 2022 al 2023, la solución no se retrasaría solo en un año, sino que en, al menos, dos años y medio, dado que el plazo de construcción de la nueva S/E Alto Molle (48 meses), supera en 18 meses a los proyectos por los que discrepa Transemel.

La discrepante afirma que, en atención a estos plazos y a los del desarrollo de los procesos de planificación, optar por S/E Alto Molle implicaría asumir que, por al menos un año, las instalaciones existentes operarán con una cargabilidad máxima del 100%. Agrega que la Comisión reconoció que las soluciones que promueve en el marco del proceso 2023 están al límite para resolver oportunamente el problema de suficiencia en la zona de Alto Hospicio.

La CNE, por su parte, indica que si bien este proyecto fue recomendado por el Coordinador para el Plan de Expansión 2021, no calificó en esa ocasión para ser considerado, toda vez que las proyecciones de ese proceso no dieron cuenta de una cargabilidad superior al 85% para el año 2026.

Agrega que la obra fue incorporada en el ITP, recibiendo observaciones por parte de la empresa distribuidora de la zona (CGE) y de otros interesados. Señala que en estas, la empresa Kvolt Design sugirió que, por el poco espacio disponible para instalar un transformador, el equipo a licitar fuera GIS; y, a su vez, que CGE sostuvo que Alto Hospicio no contaría con espacio para instalar un transformador adicional, por lo que se requeriría comprar nuevos terrenos.

Adicionalmente, la CNE indica que luego de publicado el ITP, sostuvo reuniones con la empresa distribuidora de la zona, concluyendo de estas que las obras incorporadas al ITP podrían no ser las mejores alternativas para el abastecimiento en el mediano y largo plazo de la zona atendida por la S/E Alto Hospicio. Añade que esta distribuidora mencionó que se encontraba trabajando en una propuesta alternativa, S/E Alto Molle, para ser analizada en el proceso de expansión de la transmisión 2023. Añade que esta sería una nueva obra que no sólo permitiría recoger los problemas del sistema de transmisión, sino que, además, las dificultades existentes en los sistemas de distribución.

Por lo anterior, la Comisión indica que determinó que resultaba pertinente postergar la posible incorporación de esta u otra solución para abordar los requerimientos de la zona, de modo de poder analizar otras alternativas que pudiesen ofrecer mayores ventajas en relación con la obra en cuestión.

Con relación a los plazos, la CNE manifiesta que efectivamente se está en el límite para promover cualquier obra para la zona; sin embargo, afirma que de incluirse en el Plan de Expansión 2023 la solución necesaria llegaría en el momento adecuado.

Finalmente, señala que en el Plan de Expansión 2023 las tasas de crecimiento que se considerarán son más bajas, por lo que preliminarmente una mejor alternativa podría llegar sin mayor problema.

El Panel advierte que no existe controversia entre las partes sobre el problema de suficiencia que se proyectó para la S/E Alto Hospicio y la necesidad de darle una solución. Al respecto, la CNE, a partir de lo dispuesto en el literal b) del artículo 88 del Reglamento de Transmisión, incorporó en el ITP un segundo transformador a la S/E Alto Hospicio, toda vez que la demanda al año 2027 superaba el 85% de la capacidad instalada (la cargabilidad de ese año se proyectó en 95,3%). No obstante, a raíz de observaciones realizadas al ITP que apuntaban a dificultades en el desarrollo de esta obra y a la posibilidad de establecer mejores soluciones, con un impacto positivo en la distribución, la CNE decidió aplazar el análisis pertinente para el Proceso de Planificación 2023.

Al respecto, el Panel considera razonable la posición adoptada por la CNE de postergar la decisión sobre la obra a incorporar en la zona para solucionar el problema de suficiencia avizorado, toda vez que, de las observaciones recibidas al ITP, se advierte una posible inviabilidad de este proyecto o la necesidad de su redefinición, con consecuencias en el VI y plazos constructivos. Adicionalmente, ello posibilitaría compararla con otras alternativas, de modo de asegurarse de seleccionar la mejor de ellas en términos económicos.

El Panel entiende que, de seleccionarse una obra en el próximo plan de expansión, con plazos superiores a la obra en análisis, se generaría un riesgo mayor de que la demanda sobrepase la capacidad de la instalación existente antes de que la nueva obra entre en servicio. No obstante, considerando la revisión preliminar de la proyección de la demanda a emplear para el proceso 2023, el Panel considera que se trata de un riesgo acotado.

Por lo anterior, no se acogerá la petición de la Transemel.

2.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

3. REINCORPORACIÓN SECCIONAMIENTO DE LÍNEA 1X110 KV CÓNDORES-CERRO DRAGÓN EN S/E ALTO HOSPICIO 110 KV (BS)

3.1 Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

3.1.1 Presentación de Transemel

Transemel señala que el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)" se ubicaría en las comunas de Iquique y Alto Hospicio,

región de Tarapacá, abasteciendo el consumo de aproximadamente 32.500 clientes regulados, desde la S/E Alto Hospicio, y alrededor de 31.000 clientes regulados desde la S/E Cerro Dragón.

Agrega que la zona en la que se emplazaría este proyecto fue identificada en el año 2021 por el Coordinador como una zona cuyas instalaciones deben ser reforzadas para evitar la pérdida de suministro de los clientes regulados.

Al respecto, Transemel hace presente que los proyectos involucrados en sus discrepancias N°1, N°2 y N°3 se ubicarían en la misma zona de interés, y que serán abordados de manera independiente, a fin de que el Panel se pronuncie respecto de cada uno de ellos, los que por sí solos aportarían al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona en estudio y que, en conjunto, permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación. Por lo anterior, acota, los proyectos que son materia de las discrepancias N°1, N°2 y N°3 comparten de manera significativa sus antecedentes y fundamentos.

Señala que el Coordinador propuso en el Proceso de Planificación 2021 la ejecución de numerosas obras como, por ejemplo, la obra Nueva Línea 110 kV Cóndores-Alto Hospicio-Cerro Dragón-Nueva Palafitos, la obra de ampliación Nuevo Transformador en S/E Alto Hospicio y la obra Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores.

Transemel señala que conforme lo indicado por el CEN en esa ocasión, las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón "(...) poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos (...) requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen, debido a su importancia relativa, dada por sus características de consumo", por lo que "(...) requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones".

Agrega que en el contexto del Proceso de Planificación 2021 el Coordinador resumió en las tablas 6-87 y 6-88 de su PET de ese año el incumplimiento de los criterios de seguridad en la zona en cuestión, tablas que se reproducen a continuación.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a los requerimientos identificados, lo cual se muestra en la tabla 6-87 y la tabla 6-88.

Tabla 6-87. Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Cóndores – Tap Off Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Cerro Dragón	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Palafitos	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Pacífico	N	N

Tabla 6-88. Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Alto Hospicio	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Cerro Dragón	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Palafitos	Potencia Firme (DE171/2020)	Potencia Firme
S/E Pacífico	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

De lo anterior, la discrepante concluye que el proyecto “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)” sería necesario para asegurar el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y para habilitar la ejecución de labores de mantenimiento sin interrumpir el suministro de dichos usuarios.

Añade que así también lo habría entendido la CNE en el Proceso de Planificación 2022, ocasión en la que este organismo incorporó el proyecto en el ITP, no obstante que luego decidió excluirlo del ITF.

Transemel señala que en el marco de la etapa de observaciones al ITP, observó este proyecto a fin de que fuese complementado por la obra que aborda en la discrepancia N°3. No obstante, afirma que el efecto de su observación y la de otras empresas fue que la Comisión desechó el proyecto, por lo que no lo incluyó en su ITF, indicando que postergaría su evaluación para el siguiente proceso de planificación, correspondiente al año 2023. Agrega que CGE también realizó diversas observaciones a este proyecto, que buscaban modificar su descripción y valorización.

Agrega que la respuesta de la Comisión a la observación de Transemel remite a la respuesta que a su vez dio a la observación de CGE, en la que este organismo indicó que, a partir de las observaciones recibidas, decidió postergar la incorporación del proyecto para efecto de analizar dicha obra u otra que aborde “la problemática de suficiencia para la zona abastecida por la S/E Alto Hospicio, debiendo ser analizada nuevamente con motivo del proceso de expansión 2023”.

Transemel señala que los problemas en esta zona fueron identificados por el CEN en el año 2021, con motivo del anterior proceso de planificación de la transmisión, y que, por su parte, también promovió un proyecto en el sector, el que analiza en la discrepancia N°3.

La discrepante sostiene que la zona en la que se emplazaría este proyecto actualmente operaría de forma deficiente, generando riesgo de pérdida de suministro para usuarios regulados. Agrega que no obstante ser esto de público conocimiento desde el año 2021, la

CNE no habría adoptado las medidas pertinentes para resolver esta situación ni en el Proceso de Planificación 2021 ni tampoco en el del año 2022.

Transemel indica que, en su opinión, y conforme a las disposiciones legales y reglamentarias que rigen el proceso de expansión de la transmisión, el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)" debe ser reincorporado en el ITD.

En primer lugar, explica que este proyecto permitiría resolver los problemas de suficiencia en la zona norte del país, argumento que afirma la CNE compartiría, ya que en el ITP este organismo manifestó que esta obra permite el abastecimiento de la demanda asociada a la S/E Alto Hospicio durante 20 años. Luego la discrepante cita a la CNE cuando esta señala que este proyecto "(...) se fundamenta en que la proyección de cargabilidad máxima del transformador T1 de 30 MVA en la subestación Alto Hospicio, al año 2027, alcanzará un valor superior al 85%, por lo tanto, se debe ampliar la capacidad de transformación".

A partir de dicha proyección, la discrepante afirma que al año 2027 el transformador de la S/E Alto Hospicio superará el 95% de cargabilidad máxima.

Transemel afirma que adicionalmente, este proyecto permitiría sustituir el *Tap-Off* que actualmente existe y, en consecuencia, aumentar la seguridad y confiabilidad de las instalaciones.

Agrega que si se considera que la Comisión estimó un plazo constructivo de 30 meses para el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)", restaría 1 año y medio para la ejecución de la respectiva licitación. En consecuencia, a su juicio resulta evidente que esta obra es necesaria para resolver los problemas de suficiencia en la zona norte.

Para la discrepante, retirar este proyecto y postergar su análisis implicaría que los usuarios sometidos a regulación de precio se encontrarán en riesgo de no contar con la calidad y seguridad de servicio establecida en la normativa vigente.

En segundo lugar, sostiene que este proyecto permitiría la ejecución de labores de mantenimiento de las instalaciones de manera adecuada y evitando dejar sin suministro a los consumos de los clientes regulados de la zona.

Agrega que, en este contexto, la ejecución del proyecto permitiría contar con mejores condiciones de seguridad en las instalaciones y mayor flexibilidad y adaptabilidad de la operación. A su juicio, esto último es esencial al momento de ejecutar labores de mantenimiento de las instalaciones, pues simplifican su ejecución y permiten mitigar los riesgos asociados a ellas.

En tercer lugar, argumenta que el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)" permitiría entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país.

La discrepante afirma que la transmisión tiene un importante rol en la generación de condiciones de competencia en los mercados eléctricos. De hecho, prosigue, la existencia de límites de capacidad en la transmisión es un elemento que hace que estos sean vulnerables al ejercicio de poder de mercado.

Agrega que, al respecto, en la Ley de Transmisión se introdujeron diversos cambios. Entre ellos, acota, establecer que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando la "creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (artículo 87 de la LGSE, literal b).

En cuarto lugar, Transemel afirma que el acto administrativo de la Comisión a través del cual desechó su observación y excluyó del ITF el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Córdones-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)", sería un acto infundado que contravendría los artículos 91 de la LGSE y 88 y 112 del Reglamento de Transmisión, por lo que a su juicio este proyecto debe ser reincorporado en el ITD.

Agrega que tanto el artículo 91 como el 112 establecen que la Comisión, con ocasión de la emisión y comunicación del ITF, debe aceptar o rechazar fundadamente las observaciones planteadas al ITP. A su vez, prosigue, la CNE contravendría también los artículos 11, 16 y 41 de la LBPA, que establecen bases de los procedimientos administrativos, que acota, serían aplicables a la Comisión, y el artículo 8 de la Constitución Política de la República, los cuales establecen la exigencia de fundamentación de los actos de la administración.

Para la discrepante, no existen razones fundadas para no incluir el proyecto en análisis en el ITF, especialmente cuando fue incluido por la Comisión en el ITP.

Transemel sostiene que, al parecer, para la Comisión, la recepción de observaciones a los proyectos sería un motivo suficiente para modificar el contenido de su ITP y que no consideraría que lo adecuado sería evaluar la pertinencia de las observaciones y, en función de ello, decidir respecto a un proyecto. Agrega que este organismo no ejerció su facultad para solicitar antecedentes complementarios a quienes observaron el ITP, y en cambio, optó por modificar el contenido del ITP sin justificación.

Según la discrepante, la falta de fundamentación del acto administrativo de la Comisión resulta palmaria cuando se tiene presente que de sus propios análisis se desprende la necesidad del proyecto para permitir el abastecimiento de la demanda en la S/E Alto Hospicio durante todo el horizonte de análisis.

Señala que, en este caso, la Comisión, en su ITP dio cumplimiento al artículo 88 del Reglamento de Transmisión, pues detectó que al año 2027 se superaba el 85% de cargabilidad máxima. Añade que, no obstante, de forma injustificada, la Comisión parece haber considerado criterios distintos o, simplemente, no haber empleado ningún criterio, y excluyó el proyecto de su ITF.

En quinto lugar, Transemel sostiene que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de

presentarse este mismo proyecto en el proceso 2023, su análisis sea nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión.

Así, para la discrepante no existirían garantías de que la Comisión evaluará el proyecto en el proceso 2023.

La discrepante reitera que la postergación de este proyecto no es recomendable si se considera el plazo estimado por la Comisión para su construcción. En consecuencia, a su juicio resulta evidente este proyecto es necesario para resolver los problemas de suficiencia en la zona norte.

En este sentido, la discrepante hace presente que la autoridad estaría a tiempo para definir esta obra en el presente proceso de planificación.

Transemel plantea que la continua postergación de la evaluación de este proyecto sugeriría al menos cuestionarse si es que la autoridad pretende que problemáticas como la que enfrentan los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos desde la S/E Alto Hospicio alcancen una gravedad tal que deban ser promovidos a través de herramientas excepcionales como las obras urgentes del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE o instancias como el *Open Season* en curso para el desarrollo de obras de transmisión urgente del SEN.

En opinión de la discrepante, estos mecanismos de carácter excepcional no deben ser aplicados a proyectos como el "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)" ni tampoco procede que la autoridad, sin fundamento, soslaye su análisis y el de las observaciones recibidas.

A juicio de Transemel, el proyecto "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)" no es una obra urgente en los términos del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE, por lo que debe ser analizada en el presente Proceso de Planificación 2022. En consecuencia, en su opinión no correspondería postergar su análisis, ya sea para futuros procesos anuales de planificación de la transmisión, o para procesos excepcionales.

En presentación complementaria, Transemel indicó que cada discrepancia (1, 2 y 3) es independiente de las otras y que en la Audiencia Pública fueron abordadas en conjunto para enfatizar que se emplazan en una misma zona.

Destaca que en la Audiencia Pública se indicó que cada proyecto de forma independiente aportaría al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona de Alto Hospicio, y que todos en conjunto permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción, y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transemel solicita al Panel:

“(...) acoger la presente discrepancia y dictaminar en definitiva que la Comisión debe (...) reincorporar el proyecto de obra de ampliación denominado ‘Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)’ en el ITD 2022¹”.

3.1.2 Presentación de la CNE

La CNE señala que si bien es cierto que el Coordinador, en la PET 2021 indicó que el sector era de interés para realizar obras, la obra “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio” no habría sido considerada en esa propuesta. Sostiene que además, los análisis realizados con motivo del proceso 2021 mostraron que la S/E Alto Hospicio no presentaba condiciones que permitieran cumplir con los requisitos para incorporar obras por criterios de seguridad o suficiencia, por lo que la obra en cuestión no fue considerada en el Plan de Expansión 2021, incorporándose en el ITP del Plan de Expansión 2022 como complemento a la obra “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)”. De este modo, a juicio de la CNE, se estarían aprovechando las sinergias y economías de escala y ámbito que se generan debido a la intervención de la instalación, y con ello aumentar los niveles de seguridad de las instalaciones de forma económicamente eficiente.

En este contexto, la Comisión estima que, a raíz de la postergación de la obra “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)”, no resulta pertinente considerar la obra de “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”, debido a que ambas obras se entienden como parte del mismo proyecto, y siendo la obra de ampliación de capacidad la que gatillaba la intervención de la instalación, con menor razón se justifica su incorporación en forma independiente.

Con relación a que según Transemel la línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón operaría de manera deficiente, generando riesgo de pérdida de suministro para los usuarios sometidos a regulación de precios, la CNE afirma que ello no sería efectivo, pues, de acuerdo con los registros de falla utilizados para la elaboración del Plan de Expansión 2022, no se presentaron fallas para el periodo 2014-2022 en la línea 1x110 kV Cóndores – Cerro Dragón, por lo que no existiría evidencia que respalde lo señalado en la presentación.

Sobre que el actuar de la Comisión, según la discrepante, contravendría los artículos 91 de la LGSE, 112 del Reglamento de Transmisión, los artículos 11, 16 y 41 de la LBPA, y el artículo 8 de la Constitución Política de la República, la CNE afirma que las observaciones presentadas al ITP respecto de la obra fueron respondidas, señalándose explícitamente los argumentos

¹ El Panel entiende que hay un error de hecho, y a la luz de las argumentaciones esgrimidas, interpreta que la discrepante se refiere al proyecto “Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”

que sustentaban su decisión, lo cual sostiene se puede apreciar en la respuesta que se le dio a la discrepante en su oportunidad.

En este sentido, prosigue, entiende que, si la discrepante propone una obra, es esta quien debe proporcionar antecedentes que demuestren, al menos, la procedencia de incluirla en el plan de expansión de que se trate. Agrega que dicha circunstancia no se ha verificado en el caso referido por Transemel, y que esta solo se ha limitado a solicitar, sin mayores fundamentos, la reincorporación de la obra en cuestión.

La Comisión sostiene que no ha tenido a la vista evidencia técnica alguna que le permita contrastar y, en su caso, modificar las conclusiones a las que arribó al momento de emitir el ITF. Añade que ello es relevante, pues dicho análisis se realizó con base a lo mandatado por la LGSE y el Reglamento de Transmisión y conforme a cuyos resultados puede determinar con un grado razonable de certeza si existe o no una necesidad que se deba suplir a través de una obra de transmisión. Por lo demás, prosigue, el trabajo de la Comisión en todos sus procesos debe realizarse utilizando un criterio de eficiencia, en virtud del cual no es razonable ni exigible que la autoridad analice en detalle las infinitas posibilidades de obras que eventualmente pueden ser incorporadas a los procesos de expansión.

Con relación a la incertidumbre manifestada por la discrepante sobre si realmente la obra será incluida en el Plan de Expansión 2023, la CNE afirma que la obra de ampliación que gatilla la intervención de la S/E Alto Hospicio presenta dificultades para su ejecución, las que llevaron a definir la postergación de su incorporación para efectos de analizar posibles alternativas a dicha obra, lo que, a su vez, se traslada a la obra bajo análisis.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CNE solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Transemel, de manera que no se incluya en el Plan de Expansión 2022 la obra "Seccionamiento de línea 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)".

3.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

3.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incorporar en el Plan de Expansión 2022 el proyecto 1x110 kV Cóndores-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)"

Alternativa 2: Rechazar la petición de Transemel S.A.

3.2.2 Análisis

Transemel señala que la zona en la que se emplazaría el proyecto en análisis fue diagnosticada en el año 2021 por el Coordinador como una zona cuyas instalaciones deben ser reforzadas para evitar la pérdida de suministro de los clientes regulados. Agrega que en la ocasión este organismo manifestó que las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón "(...) requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una

instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones”.

En este contexto, para la discrepancia el proyecto “Seccionamiento de línea 1x110 kV Córdones-Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)” sería necesario para asegurar el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y para habilitar la ejecución de labores de mantenimiento sin interrumpir el suministro de dichos usuarios.

Añade que así también lo habría entendido la CNE en el proceso de planificación de 2022, ocasión en la que este organismo incorporó el proyecto en el ITP, no obstante que luego decidió excluirlo del ITF, a su juicio, sin fundamento.

Transemel afirma que este proyecto debe ser reincorporado en el Plan de Expansión 2022, ya que al permitir sustituir el *Tap-Off* existente, aumentaría la seguridad y confiabilidad de las instalaciones y le otorgaría a estas una mayor flexibilidad y adaptabilidad para la operación.

Para la discrepancia, la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse este mismo proyecto en el respectivo proceso de 2023, su análisis sea nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión.

La CNE, por su parte, señala que si bien es cierto que el Coordinador, en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2021 indicó que el sector era de interés para realizar obras, el “Seccionamiento de línea 1x110 kV Córdones – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio”, no fue considerado en esa propuesta. Sostiene que, además, los análisis realizados con motivo del proceso de 2021 mostraron que la S/E Alto Hospicio no presentaba condiciones que permitieran cumplir con los requisitos para incorporar obras por criterios de seguridad o suficiencia, por lo que la obra en cuestión no fue incluida en el Plan de Expansión 2021, incorporándose en el ITP del Plan de Expansión de 2022 como complemento a la obra “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)”, con lo que se aprovecharían las sinergias y economías de escala y ámbito que se generan debido a la intervención de la instalación y, con ello, se aumentarían eficientemente los niveles de seguridad de las instalaciones.

En este contexto, la Comisión estima que, a raíz de la postergación de la obra “Ampliación en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS) y nuevo transformador (NTR ATMT)”, no resulta pertinente considerar la obra de “Seccionamiento de línea 1x110 kV Córdones – Cerro Dragón en S/E Alto Hospicio 110 kV (BS)”, debido a que ambas obras se entienden como parte del mismo proyecto. En este contexto, agrega que, atendido que la obra de ampliación de capacidad era la que gatillaba la intervención de la instalación, no se justificaría su incorporación en forma independiente.

El Panel coincide con la CNE en el sentido de que la obra involucrada en esta discrepancia se realice en el contexto de una intervención de la S/E Alto Hospicio.

En atención a que la primera discrepancia fue rechazada, el Panel tampoco accederá a ésta.

3.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

4. INCORPORACIÓN AMPLIACIÓN TENDIDO DEL SEGUNDO CIRCUITO DE LA LÍNEA CÓNDORES-CERRO DRAGÓN 110 KV Y OBRAS ASOCIADAS

4.1 Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

4.1.1 Presentación de Transemel

Transemel señala que el proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” se ubicaría en las comunas de Iquique y Alto Hospicio, región de Tarapacá, abasteciendo el consumo de aproximadamente 32.500 clientes regulados aproximadamente, desde la S/E Alto Hospicio, y alrededor de 31.000 clientes regulado desde la S/E Cerro Dragón.

Agrega que la zona en la que se emplazaría este proyecto fue diagnosticada en el año 2021 por el Coordinador como una zona cuyas instalaciones deben ser reforzadas para evitar la pérdida de suministro de los clientes regulados.

Al respecto, Transemel hace presente que los proyectos involucrados en las discrepancias N°1, N°2 y N°3 se ubicarían en la misma zona de interés, y que serán abordados de manera independiente, a fin de que el Panel se pronuncie respecto de cada uno de ellos, los que por sí solos aportarían al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona en estudio, y que, en conjunto, permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación. Por lo anterior acota que los proyectos que son materia de las discrepancias N°1, N°2 y N°3 comparten de manera significativa sus antecedentes y fundamentos.

Señala que el Coordinador propuso en el Proceso de Planificación 2021 la ejecución de numerosas obras como, por ejemplo, la obra Nueva Línea 110 kV Cóndores-Alto Hospicio-Cerro Dragón-Nueva Palafitos, la obra de ampliación Nuevo Transformador en S/E Alto Hospicio y la obra Ampliación Patio de 110 kV en S/E Cóndores.

Transemel señala que, conforme a lo indicado por el CEN en esa ocasión, las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón “(...) poseen una densidad media de demanda y de número de clientes abastecidos (...) requiriendo un nivel de confiabilidad mayor al que actualmente poseen, debido a su importancia relativa, dada por sus características de consumo”, por lo que “(...) requieren una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación. Esto es coherente con los criterios de planificación N-1 y Potencia Firme en subestaciones”.

Agrega que en el contexto del Proceso de Planificación 2021, el Coordinador resumió en las tablas 6-87 y 6-88 de su PET de ese año el incumplimiento de los criterios de seguridad en la

zona en cuestión, tablas que se reproducen a continuación.

El estándar de seguridad actual en esta zona no es coherente a los requerimientos identificados, lo cual se muestra en la tabla 6-87 y la tabla 6-88.

Tabla 6-87. Criterios de seguridad de líneas del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Línea	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
1x110 kV Cóndores – Tap Off Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Alto Hospicio	N	N-1
1x110 kV Tap Off Alto Hospicio – Cerro Dragón	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Palafitos	N	N-1
1x110 kV Cóndores – Pacífico	N	N

Tabla 6-88. Criterios de seguridad de subestaciones primarias del Sistema Transmisión Zonal de Iquique.

Subestación	Criterio de Seguridad Actual	Criterio de Seguridad Requerido
S/E Alto Hospicio	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Cerro Dragón	Sin Potencia Firme	Potencia Firme
S/E Palafitos	Potencia Firme (DE171/2020)	Potencia Firme
S/E Pacífico	Sin Potencia Firme	Sin Potencia Firme

De lo anterior, la discrepante concluye que el proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” sería necesario para habilitar la ejecución de labores de mantenimiento sin que ello interrumpa el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, asegurar su suministro y contar con la correcta selectividad de protecciones.

Transemel señala que con motivo de las observaciones al ITP promovió el proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” como complemento a las obras involucradas en las discrepancias N°1 y N°2.

Respecto de esta observación, la discrepante señala que la CNE como respuesta la remite a una respuesta que dio a la observación de la empresa CGE, empresa que también propuso un segundo circuito a esta línea, en la que este organismo indica que, a partir de las observaciones recibidas, decidió postergar la incorporación del proyecto para efecto de analizar dicha obra u otra que aborde “la problemática de suficiencia para la zona abastecida por la S/E Alto Hospicio, debiendo ser analizada nuevamente con motivo del proceso de expansión 2023”.

Transemel indica que en el proceso de planificación de la transmisión correspondiente al año 2021 promovió un proyecto de similares características al involucrado en esta discrepancia, que no fue incorporado por la CNE porque a juicio de este organismo no cumplía los criterios para ello. La discrepante indica que sobre esta materia la CNE señaló en esa ocasión que “la actual línea Cóndores-C. Dragón 110 kV, no presenta fallas en los últimos años, por lo que la evaluación del proyecto no representa ahorros por concepto de disminución de ENSE”.

Al respecto, Transemel señala que argumentó que aun cuando la línea en estudio había

presentado pocas fallas, acotando que ello podría cambiar en el futuro, y que bajo la metodología de la Comisión no se justificaba la obra, lo cierto es que en caso de fallas existirían clientes sometidos a regulación de precios que quedarían sin suministro. La discrepante indica que, como respuesta, la CNE señaló que el análisis de seguridad mostró la inexistencia de energía no suministrada, por lo que no correspondería adoptar acciones prioritarias. No obstante, Transemel sostiene que la Comisión comparte que a futuro podrían haber eventos de fallas, pero que ello no significa “que se deba incorporar un nuevo circuito en forma urgente, quedando este análisis para procesos posteriores, en particular, frente a eventuales intervenciones de instalaciones en la zona por otros motivos, de modo de generar soluciones conjuntas que permitan capturar eficiencias en términos de la ejecución de las obras, además de contar con una visión más clara de los requerimientos de los sistemas zonal y de distribución de la zona”.

Para Transemel, resulta evidente la asimetría de las respuestas de la CNE en los procesos 2021 y 2022: en el primero, la CNE justificó que el proyecto no era procedente con base a la metodología del proceso; mientras que en el segundo, la CNE simplemente responde que en el proceso siguiente (del año 2023) se harían los análisis para resolver el problema de suficiencia de la zona.

La discrepante indica que, en su opinión, y conforme a las disposiciones legales y reglamentarias que rigen el proceso de expansión de la transmisión, el proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” debe ser incorporado en el ITD 2022.

En primer lugar, sostiene que este proyecto permitiría la ejecución de labores de mantenimiento de las instalaciones de manera adecuada y evitando dejar sin suministro a los consumos de los clientes regulados de la zona.

Al respecto, sostiene que actualmente, la ejecución de labores de mantenimiento de las instalaciones de la zona implica la desconexión de los usuarios sometidos a regulación de precio, pues sólo existe un circuito y, por tanto, no existen alternativas para el abastecimiento de los consumos. Agrega que, en este sentido, la ejecución de labores de mantenimiento afectaría la calidad del servicio que reciben los clientes regulados.

Lo anterior, prosigue, implicaría que actualmente no sea posible realizar mantenimientos en la S/E Cerro Dragón, ya que no se podrían respaldar completamente los consumos de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Afirma que, sin embargo, la no ejecución del mantenimiento de las instalaciones podría llevar a que éstas presenten fallas, pudiendo ser estas de demorosa y costosa solución, y, por tanto, igualmente se afectaría la calidad del servicio que reciben los clientes regulados.

Transemel concluye que el “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” debe ser incluido en el ITD 2022 a fin de habilitar la realización de mantención de las instalaciones, sin que ello afecte el suministro a usuarios sometidos a regulación de precio.

En segundo lugar, la discrepante sostiene que este proyecto permitiría aumentar la seguridad de suministro en una zona con alta concentración de demanda regulada, ya que se contaría con una alternativa para el abastecimiento de la demanda en esta zona del norte del país. Agrega que lo anterior propende a mejorar el estándar de calidad y servicio del suministro que se entrega en una zona que posee un importante número de clientes regulados.

En tercer lugar, la discrepante argumenta que este proyecto permitiría resolver los problemas de suficiencia en la zona norte del país a largo plazo.

Agrega que el proyecto promovido por Transemel está en línea con los criterios de la planificación, pues, haciendo un uso eficiente de las holguras existentes, permite el mejoramiento de la operación y propende a la suficiencia del sistema.

En cuarto lugar, la empresa sostiene que este proyecto permitiría entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país.

La discrepante afirma que la transmisión tiene un importante rol en la generación de condiciones de competencia en los mercados eléctricos. De hecho, prosigue, la existencia de límites de capacidad en la transmisión es un elemento que hace que estos sean vulnerables al ejercicio de poder de mercado.

Agrega que, al respecto, en la Ley de Transmisión se introdujeron diversos cambios. Entre ellos, acota, el establecer que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando la "creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio" (artículo 87 de la LGSE, literal b).

Para la discrepante, la promoción de la competencia se torna muy relevante en una zona que tiene un enorme potencial de generación de energía renovable de bajo costo.

En quinto lugar, Transemel afirma que el acto administrativo de la Comisión a través del cual desechó su observación y excluyó del ITF el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas", sería un acto infundado, que contravendría los artículos 91 de la LGSE y 112 del Reglamento de Transmisión por lo que a su juicio este proyecto debe ser incorporado al ITD 2022.

Agrega que tanto el artículo 91 como el 112 establecen que la Comisión, con ocasión de la emisión y comunicación del ITF, debe aceptar o rechazar fundadamente las observaciones planteadas al ITP.

Para la discrepante no existen razones fundadas para no incluir este proyecto en el ITF.

Agrega que la Comisión, en vez de evaluar la pertinencia de la observación de Transemel y del proyecto propuesto, simplemente respondió que no lo incorporaría en el ITF y que sería analizado en futuros procesos.

Transemel acota que, si la Comisión hubiese tenido dudas respecto de su observación, podría

haber ejercido la facultad de solicitar aclaraciones o antecedentes complementarios a quienes hayan observado el ITP. Agrega que a pesar de contar esta con dicha facultad, la Comisión no la ejerció y, en cambio, optó por no incluir el proyecto sin entregar razón alguna que justifique su decisión.

Según la discrepante, la falta de fundamentación del acto administrativo de la Comisión resulta palmaria cuando se tiene presente que de sus propios análisis se desprende la necesidad de ejecutar proyectos en la zona para permitir el abastecimiento de la demanda en la S/E Alto Hospicio.

Por tanto, Transemel sostiene que el acto administrativo de la Comisión, correspondiente a su Resolución Exenta N°174/2023, de fecha 4 de mayo de 2023, que aprobó el ITF, carece de fundamentación al no incluir el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas", cuestión que infringe los artículos 91 de la LGSE y 112 del Reglamento de Transmisión y, por tanto, dicho proyecto debe ser incorporado en el ITD.

En sexto lugar, la discrepante afirma que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse el mismo proyecto en el proceso 2023, su análisis sea nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión.

Así, para la empresa no existirían garantías de que la Comisión evaluará este proyecto en el proceso 2023.

Transemel plantea que la continua postergación de la evaluación del proyecto en análisis sugeriría al menos cuestionarse si es que la autoridad pretende que problemáticas como la que enfrentan los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos desde la S/E Alto Hospicio alcancen una gravedad tal que deban ser promovidos a través de herramientas excepcionales como las obras urgentes del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE o instancias como el *Open Season* en curso para el desarrollo de obras de transmisión urgente del sistema eléctrico nacional.

En opinión de la discrepante, estos mecanismos de carácter excepcional no deben ser aplicados a proyectos como el "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas" ni tampoco procede que la autoridad, sin fundamento, soslaye su análisis.

A juicio de Transemel, el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas" no es una obra urgente en los términos del inciso segundo del artículo 102º de la LGSE, por lo que debe ser analizada en el presente Proceso de Planificación 2022. En consecuencia, no corresponde postergar su análisis, ya sea para futuros procesos anuales de planificación de la transmisión, o para procesos excepcionales como los del inciso segundo artículo 102 de la LGSE.

En presentación complementaria, Transemel indicó que cada discrepancia (1, 2 y 3) es independiente de las otras y que en la Audiencia Pública fueron abordadas en conjunto para enfatizar que se emplazan en una misma zona.

Destaca que en la Audiencia Pública se indicó que cada proyecto de forma independiente aportaría al mejoramiento de las condiciones de operación de la zona de Alto Hospicio, y que todos en conjunto permitirían aplicar economías de escala durante el proceso de construcción, y alcanzar sinergias y la optimización de las instalaciones durante su operación.

Con relación a la evaluación cuantitativa del proyecto solicitada en la Audiencia Pública, la discrepante presenta una evaluación económica del proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas"

La discrepante indica que la evaluación económica fue desarrollada para 3 escenarios, correspondientes a los considerados por la Comisión respecto del crecimiento de la demanda: baja, media y alta. De acuerdo con la metodología y cálculos desarrollados por la discrepante, en dos de dichos escenarios (demanda media y alta) obtuvo resultados positivos, lo que a su juicio justificaría la incorporación de este proyecto en el Plan de Expansión 2022.

La empresa señala que la metodología de evaluación empleada se basa en comparar, en el horizonte de planificación de 20 años, la valorización de la energía no suministrada esperada y el valor anual de transmisión por tramo asociado a esta obra. Al respecto, afirma que esta metodología está reconocida en el inciso final del artículo 89 del Reglamento de Transmisión.

Transemel indica que tomó en cuenta la demanda real de la zona de interés del año 2022, determinando un valor medio diario tipo, empleando el percentil 50%, valor que proyecta para los escenarios de demanda bajo, medio y alto, empleando en cada caso las tasas de crecimiento del ITP.

Agrega que actualizó la entrada en operación de la obra de acuerdo con la fecha que estima como probable para la adjudicación (junio 2024).

Indica que para el costo de falla de corta duración consideró el valor de 6,33 USD/kWh contenido en los ITP e ITF, y una vida útil de 50 años.

Agrega que en la modelación consideró todos los elementos serie que pueden influir en la pérdida de suministro de los clientes regulados y que el modelo considera probabilidades de falla desde la S/E Cóndores hasta la S/E Cerro Dragón.

Respecto de las tasas de salida equivalente, indica que se consideraron las tasas de salida de elementos de transmisión empleadas por la Comisión en procesos previos de expansión de la transmisión. Agrega que como fuentes principales empleó los Reportes CIGRE, estándares IEEE y presentaciones CNE.

La discrepante indica que, como tiempo y frecuencia de indisponibilidad de suministro, consideró los estándares de indisponibilidad de la "Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones", Título 3-2, artículos 3-7 y 3-8.

Transemel destaca que la evaluación de este mismo proyecto realizado por la Comisión en el proceso de expansión de la transmisión del año 2021 consideró un análisis de la probabilidad de falla de la línea de transmisión utilizando únicamente registros históricos, omitiendo en sus análisis las eventuales fallas sobre los elementos serie del tramo completo Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón. Señala que, como resultado de dicho análisis, la Comisión excluyó esta obra del Plan de Expansión 2021.

La discrepante hace presente que, a su juicio, un análisis correcto de fallas no puede omitir elementos serie que se interconectan en todo el tramo Cóndores – Alto Hospicio – Cerro Dragón, dado que, ante la ausencia de obras de transmisión que entreguen confiabilidad en dicho tramo, una falla en cualquiera de estos elementos serie provocará un desprendimiento de toda la demanda regulada conectada tanto en el *Tap-Off* Alto Hospicio como en la S/E Cerro Dragón. Por esta razón, la empresa señala que la evaluación que presenta considera las eventuales fallas sobre los elementos serie del tramo completo Cóndores-Alto Hospicio-Cerro Dragón. Sostiene que por lo anterior, se trataría de un análisis conservador, ya que no considera las probabilidades de falla de la línea.

Los resultados de esta evaluación son presentados por Transemel en una tabla, la que se reproduce a continuación.

Evaluación económica del proyecto “Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas” (fuente: elaboración propia)

Tendido segundo Circuito Condores - Alto Hospicio - Cerro Dragón	ENSE*CFCD S/Proyecto (USD)	VP (USD)	ENSE*CFCD C/Proyecto (USD)	Beneficio (USD)
Beneficios escenario crecimiento demanda baja	7,611,812	5,692,948	2,097,788	-178,924
Beneficios escenario crecimiento demanda media	7,898,665	5,692,948	2,110,437	95,280
Beneficios escenario crecimiento demanda Alta	8,455,325	5,692,948	2,133,695	628,682

En conclusión, señala la empresa, y como respuesta a la consulta hecha en la Audiencia Pública, la evaluación económica de este proyecto es positiva en dos de los tres escenarios analizados.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transemel solicita al Panel:

“(…) acoger la presente discrepancia y dictaminar en definitiva que la Comisión debe (….) incorporar el proyecto de obra de ampliación denominado ‘Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas’ en el ITD 2022”.

4.1.2 Presentación de la CNE

Con relación a esta obra, la CNE señala que en atención a que se encuentra íntimamente ligada a la operación de la S/E Alto Hospicio, y ante la falta de antecedentes adicionales por parte de la discrepante, da por replicados sus argumentos planteados en las discrepancias 1 y 2.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CNE solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Transemel, de manera que no se incluya en el Plan de Expansión 2022 la obra "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas".

4.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

4.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Incorporar en el Plan de Expansión 2022 el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas"

Alternativa 2: Rechazar la petición de Transemel S.A.

4.2.2 Análisis

Transemel señala que la zona en la que se emplazaría el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas" fue identificada en el año 2021 por el Coordinador como una zona cuyas instalaciones deben ser reforzadas para evitar la pérdida de suministro de los clientes regulados.

La discrepante agrega que, conforme a lo indicado por el CEN en esa ocasión, las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón requieren de una confiabilidad que permita abastecer la demanda ante fallas y mantenimientos de una instalación, de manera coherente con los criterios de planificación N-1 y "Potencia Firme" en SS/EE.

Transemel indica que, con motivo de las observaciones al ITP, promovió el proyecto "Tendido del segundo circuito de la línea Cóndores-Cerro Dragón 110 kV y obras asociadas" como complemento a las obras involucradas en las discrepancias N°1 y N°2, el que no fue incorporado por la CNE pues, a juicio de este organismo, no cumplía los criterios para ello.

La empresa sostiene que este proyecto permitiría la ejecución de labores de mantenimiento de las instalaciones de manera adecuada, evitando dejar sin suministro a los consumos de los clientes regulados de la zona. Agrega que también permitiría aumentar la seguridad de suministro y resolver los problemas de suficiencia en la zona norte del país a largo plazo. Adicionalmente, afirma que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse el mismo proyecto en el proceso 2023, su análisis sea nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión. Así, para la empresa no existirían garantías de que la Comisión evaluará este proyecto en el respectivo proceso de 2023.

Transemel evalúa cuantitativamente este proyecto, considerando tres escenarios de crecimiento, comparando la valorización de la ENS que estimó para cada uno de ellos con la inversión requerida. De esta evaluación, concluye que los escenarios de alta y media demanda presentan un VAN positivo, en tanto que en el escenario de baja demanda el VAN es negativo. De estos resultados infiere la conveniencia de realizar este proyecto.

La CNE, por su parte, señala que esta obra se encuentra íntimamente ligada a la operación de la S/E Alto Hospicio.

Agrega que las evaluaciones que realizó hasta el 2021 para determinar la ENS de una instalación consideraban los registros históricos de fallas de esta, las que internalizan las fallas ocurridas en los elementos serie asociados, por lo que sostiene no corresponde incluir en forma separada la probabilidad de falla de cada uno de dichos elementos serie. Indica que, de aplicar dicha metodología para este caso, la cuantificación de ENS resultaría nula, toda vez que esta instalación no registra fallas desde el año 2014 y hasta mediados de 2022.

El Panel advierte que la evaluación mediante la cual la discrepante justifica la ejecución de este proyecto se articula en torno a la valorización de la ENS y que, en ausencia de datos históricos de falla, considera estándares de probabilidades informados por organismos como el IEEE, CIGRÉ y la CNE.

Al respecto, el Panel estima que, si bien la metodología empleada por Transemel es pertinente, la aplicación que de ella hace adolece de algunos inconvenientes:

- El análisis considera las tasas de falla de equipos que, de ocurrir, dejarán energía sin suministrar, con o sin el proyecto de segundo circuito, por lo que corresponde que estas sean incluidas en ambas evaluaciones, con y sin el segundo circuito. Estos son, por ejemplo, los transformadores en las SS/EE Alto Hospicio y Cerro Dragón, y el equipamiento entre la barra de 110 y 220 kV de la S/E Cóncores.
- Transemel considera que las tres SS/EE involucradas en el análisis están en serie, lo que no es consistente con la topología de las instalaciones.
- Las horas en las que la línea estará fuera de servicio son estimadas considerando los estándares de falla aceptados por la Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones (diciembre 2020), en la que se establecen estándares de indisponibilidad de suministro, tanto para la frecuencia de las fallas como para la duración agregada de estas para una ventana móvil de 12 meses. Para el caso de sistemas de transmisión zonal de un punto de control sin conexión redundante, estos estándares ascienden a 4 para la frecuencia y 7 horas para la duración. La discrepante interpreta que las 7 horas aplican a cada una de las 4 fallas, por lo que obtiene una duración de falla sobrestimada, de 28 horas.

Haciendo los ajustes pertinentes, la evaluación de este proyecto arroja resultados negativos en todos los escenarios, por lo que no resulta conveniente en términos económicos.

Por lo anterior, no se accederá a la petición de la discrepante.

4.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

5. INCORPORACIÓN DE LA OBRA DE AMPLIACIÓN "NUEVO EQUIPO DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS (CER) EN S/E PARINACOTA 220 KV"

5.1. Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

5.1.1 Presentación de Transemel

Transemel discrepa de la no incorporación al ITF de la obra "Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV", y solicita que esta sea incorporada en el ITD 2022.

Al respecto, sostiene que el proyecto solucionaría problemas de control de reactivos en el anillo de transmisión de la zona y permitiría superar los problemas de tensión que actualmente afectan a las instalaciones próximas a la S/E Parinacota.

Transemel añade que el proyecto mejoraría el estándar del suministro de los usuarios sometidos a regulación de precio de la zona. Añade que la deficiente operación del conjunto de instalaciones en la S/E Parinacota y la inoperatividad de alguna de ellas (línea Nueva Pozo Almonte-Cóndores) determina que no se esté operando bajo criterio N-1. De lo anterior la empresa concluye que el suministro de los usuarios sometidos a regulación de precio de la zona no se encuentra debidamente respaldado.

La empresa argumenta que el proyecto permitiría entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país. Agrega que la transmisión tiene un importante rol en la generación de condiciones de competencia en los mercados eléctricos. Destaca que la existencia de límites de capacidad en la transmisión es un elemento que hace que estos sean vulnerables al ejercicio de poder de mercado.

Transemel señala que el inciso segundo del artículo 87 de la LGSE, literal b), establece que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando la "creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio".

A su parecer, la promoción de la competencia en la oferta de generación, objetivo buscado por la Ley de Transmisión y consagrado en el literal b) del inciso segundo del artículo 87 de la LGSE, requiere que el sistema en su conjunto proporcione las señales adecuadas para que los interesados en desarrollar proyectos de generación puedan ejecutarlos con certeza respecto a la posibilidad de inyectar su energía. En caso contrario, los proyectos de generación y las inversiones asociadas no se materializarán o se encarecerán, lo que no constituye un

efecto deseado por el legislador. Enfatiza que este aspecto se torna muy relevante en una zona que tiene un enorme potencial de generación de energía renovable y a bajo costo, por lo que resulta importante asegurar que la Planificación de la Transmisión 2022 efectivamente genere las condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia.

Transemel sostiene que la conexión de proyectos de generación en la S/E Parinacota, así como en SS/EE cercanas como la S/E Roncacho, podría llegar a causar sobretensiones de las líneas. La razón de esto sería que la S/E Parinacota presenta una demanda relativamente baja y se encuentra distante de SS/EE más robustas como la S/E Lagunas. En consecuencia, según la discrepante, la S/E Parinacota sería una barra sujeta a importantes fluctuaciones de tensión, por lo que debería ser reforzada a fin de habilitar las holguras en el sistema que permitan entregar señales a los desarrolladores de proyectos de generación y promover la competencia en dicho segmento. En este sentido, prosigue, resulta evidente que, desde la perspectiva de los desarrolladores de proyectos de generación, esta situación podría suponer un problema, pues existe un riesgo de que no cuenten con la infraestructura de transmisión necesaria para inyectar la energía que producen.

Transemel señala que, a pesar de ello, la tendencia en los últimos años en la zona en donde se emplazaría este proyecto ha sido un aumento sostenido de los proyectos de generación. Agrega que, en los próximos 3 años, se prevé la conexión de 5 proyectos de generación totalizando, aproximadamente, 2.000 MW.

Transemel indica que la Comisión rechazó el proyecto porque, a juicio de este organismo, en estado normal los valores de la tensión se mantendrían dentro de los parámetros establecidos por la normativa. No obstante, agrega que en la etapa de observaciones al ITP habría quedado en evidencia que los análisis de la Comisión no tenían validez. Lo anterior, pues esta habría utilizado información incorrecta (por ejemplo, menor potencia de los proyectos de generación que se conectan en la zona y equipos que no corresponden con los que efectivamente se encuentran en las instalaciones) y habría considerado una situación operacional que no es factible desarrollar en la práctica. A su parecer la Comisión, en sus análisis, consideró que la línea Nueva Pozo Almonte - Parinacota se encuentra normalmente cerrada. La discrepante destaca que dicha línea, a la fecha, no se ha podido cerrar o, en otras palabras, dicha línea no se puede interconectar al anillo Nueva Pozo Almonte 220 kV – Parinacota 220 kV – Córdobas 220 kV. En consecuencia, lo que la Comisión consideró en sus análisis como “condiciones de operación esperadas para estado normal” es algo que no ocurriría en la práctica, pues la línea Nueva Pozo Almonte – Parinacota hoy no se encuentra conectada.

Transemel indica que en sus observaciones al ITP, hizo presente a la Comisión que, al realizar los análisis con la información correcta, la barra 220 kV de la S/E Parinacota presenta una sobretensión que excede los valores permitidos por la normativa. Agrega que además de realizar esta observación, habría entregado a la Comisión un informe de las simulaciones realizadas y, por tanto, fundamentó adecuadamente su solicitud a la Comisión de incluir en su ITF el proyecto “Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV”. En esta segunda instancia, prosigue, la Comisión nuevamente rechazó el proyecto

promovido por Transemel. En su respuesta, a juicio de la discrepante, la CNE matiza sus análisis previos, y señala que efectivamente las barras de la S/E Parinacota presentarían valores elevados, pero que ello estaría dentro de lo permitido por la normativa. No obstante, la Comisión llegó a esta conclusión considerando “nulo tránsito de potencia por las líneas que conectan la S/E Parinacota con el resto del SEN (hacia el sur)”.

Agrega que, en este mismo proceso, Transelec y Engie observaron el ITP y advirtieron que la línea Nueva Pozo Almonte-Parinacota no se encuentra operativa. Es más, Engie solicitó explícitamente a la Comisión aclarar si en la preparación del ITP se había analizado o no la condición de energización de la línea Nueva Pozo Almonte-Parinacota y que, de no haberse analizado, se realizara un análisis de sensibilidad al respecto. Destaca que, a pesar de las solicitudes de Transemel, Transelec y Engie, la Comisión insistió en que los valores de tensión, aunque elevados, se encontraban dentro de los parámetros definidos por la normativa, por lo que no se incluiría en el proyecto en el proceso de planificación de la transmisión.

Según la discrepante, la falta de fundamentación del acto administrativo de la Comisión sería evidente si se tiene presente que, en ningún caso, ella señala que ha considerado las observaciones y antecedentes proporcionados por las empresas. Al menos, a juicio de Transemel, ello no ha ocurrido, pues de haberlo hecho, los análisis de la Comisión no podrían arrojar valores de tensión dentro de la norma.

Para Transemel, la falta de fundamentación en el ITF constituiría una clara vulneración de los artículos 91 de la LGSE y 112 del Reglamento de Transmisión. Ambas disposiciones establecen que la Comisión, con ocasión de la emisión y comunicación del ITF, debe aceptar o rechazar fundadamente las observaciones planteadas al ITP.

La empresa destaca que, no obstante haber rechazado el proyecto, la Comisión, en su respuesta a las observaciones al ITP, indica que es necesario incorporar equipamiento para el adecuado control de tensión, por lo que pretende revisar esta problemática en el siguiente proceso de planificación de la transmisión, instancia en la que espera “(...) contar con mayor claridad respecto del resultado de la licitación de la infraestructura para la prestación del servicio complementario de control de tensión (...)” que desarrolla el Coordinador.

Según Transemel, la Comisión afirma, por un lado, que no hay problemas de tensión en la barra de la S/E Parinacota y, por otro, expresa que es necesario incorporar equipamiento de control de tensión y que para ello espera conocer el desarrollo de la licitación de SSCC.

Transemel estima que sí existe un problema de tensión. Señala que en lo que no está de acuerdo con la Comisión, es que sea pertinente esperar el desarrollo de la licitación de servicios complementarios del CEN. En efecto, este es un proceso de resultado incierto y que considera plazos más extensos que los que comprende el proyecto “Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV”. Por tanto, en su opinión, no parece pertinente posponer un proyecto a la espera de algo incierto cuando se sabe que el requerimiento de equipamiento de control de tensión en la barra de la S/E Parinacota existe hoy y está impidiendo, entre otros elementos, la operación de una línea de transmisión que podría habilitar la operación bajo criterio N-1.

La empresa indica que la postergación de los análisis por parte de la Comisión en sucesivos procesos de planificación de la transmisión hace suponer que, de presentarse el proyecto "Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV" en el proceso 2023, su análisis sea nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión de la transmisión.

Transemel señala que la continua postergación de la evaluación del proyecto objeto de esta discrepancia sugiere al menos cuestionarse si es que la autoridad pretende que problemáticas como la que enfrentan los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos desde la S/E Parinacota alcancen una gravedad tal que deban ser promovidos a través de herramientas excepcionales como las obras urgentes del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE o instancias como el *Open Season* para el desarrollo de obras de transmisión urgente del SEN.

Agrega que el mecanismo de obras urgentes permite la ejecución de instalaciones de transmisión que hayan sido autorizadas previa y excepcionalmente por la Comisión, con informe fundado que justifica la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión. Por su parte, la convocatoria de *Open Season* realizada por la CNE a mediados del mes de mayo de 2023, se enmarca en el contexto de la "Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética", del Ministerio. En dicho documento, se describe a esta convocatoria como una instancia en donde las empresas podrán proponer obras de expansión que sean susceptibles de ser ejecutadas y valorizadas conforme el inciso segundo del artículo 102 de la LGSE. En opinión de la discrepante, estos mecanismos de carácter excepcional no deben ser aplicados a proyectos como el propuesto, ni tampoco procede que la autoridad, sin fundamento, soslaye su análisis en el marco del proceso de participación.

A juicio de Transemel, el proyecto en comento no es una obra urgente en los términos del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE, por lo que debe ser analizada en el presente proceso de planificación. En consecuencia, sostiene que no corresponde postergar su análisis, ya sea para futuros procesos de planificación de la transmisión, o para procesos excepcionales.

En presentación complementaria la discrepante se refiere a preguntas del Panel en la Audiencia Pública.

En relación con la consulta en la que se solicitó precisar las diferencias entre las simulaciones de Transemel y la Comisión, la empresa indica que hizo presente a esta última, en sus observaciones al ITP, que la base de datos empleada por la autoridad contenía datos erróneos respecto a los parámetros eléctricos de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota y la ubicación y tamaño del parque Arica Solar. Agrega que la corrección de estos datos significó que las simulaciones de Transemel dieran cuenta de la necesidad de un equipo de control de reactivos en la zona de S/E Parinacota.

La empresa presenta una tabla que resume las diferencias entre los parámetros eléctricos de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota contenidos en el modelo de la Comisión, y los parámetros eléctricos de dicha instalación empleados por Transemel. Al respecto, hace

presente que los datos de la referida línea en el modelo corregido tienen como fuente la información de Infotécnica del Coordinador, disponible e inalterada respecto de estos parámetros desde el año 2021. Asimismo, hace presente que el modelo de la CNE corresponde al utilizado por la Comisión en sus informes técnicos del plan de expansión de la transmisión 2022. Respecto a los parámetros de la línea en comento, Transemel indica que el modelo de la CNE es el mismo en el ITP -publicado con fecha 2 de marzo de 2023- y en el ITF -publicado con fecha 3 de mayo de 2023-. Afirma que no hubo ajustes en estos parámetros entre ambos informes técnicos, contrario a lo señalado por la Comisión en la Audiencia Pública.

La discrepante destaca que, de la tabla mostrada, se puede inferir que las diferencias entre los datos considerados en ambos modelos exceden, en algunos parámetros, el 100%, como ocurrió con la corriente nominal. A su juicio, estas diferencias en los valores de los parámetros tienen directa relación con el tamaño del conductor considerado en cada modelo. En este sentido, el conductor instalado (AAC Cockscomb) es el que aporta los efectos de susceptancia que hacen latente el gran aporte capacitivo de la línea.

Transemel indica que la Comisión señaló en la Audiencia Pública que su ITP consideró datos aproximados de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota, debido a que se trataba de una instalación reciente, y que luego ellos fueron ajustados. No obstante, la base de datos de DIgSILENT de los informes técnicos del proceso 2022 dan cuenta de que los datos de esta instalación se mantuvieron inalterados en el ITP y en el ITF. Para respaldar sus dichos la discrepante presenta capturas de pantalla de las bases de datos del ITP y del ITF.

Adicionalmente, hace presente que los parámetros de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota fueron actualizados en la Plataforma Infotécnica del Coordinador en el año 2021, con anterioridad al inicio del Proceso de Planificación 2022.

Por otra parte, prosigue, Transemel realizó un segundo grupo de correcciones al modelo de la CNE para ajustar los datos a la información pública del Coordinador, relacionadas con las diferencias que habría entre las características del parque Arica Solar consideradas por la CNE y las empleadas por Transemel. Al respecto, hace presente que los datos que empleó del parque Arica Solar en su modelo tienen como fuente la información de acceso abierto del Coordinador. Agrega que la modelación de la CNE sería la misma en el ITP y en el ITF, es decir, prosigue, no hubo ajustes en estas variables entre ambos informes.

De esta comparación la discrepante colige que la Comisión consideró al parque Arica Solar con una potencia menor y en un punto de conexión distinto al indicado en la plataforma de acceso abierto del CEN.

La empresa reitera que sus simulaciones -enviadas a la autoridad en el marco de las observaciones a su ITP -, al igual que las de la Comisión, consideraron las obras decretadas en el Plan de Expansión 2020 y que se ubicarán en la zona de Lagunas, esto es, "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCER AT)" y "Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas-Kimal". En consecuencia, no sería efectivo que Transemel no haya considerado estas obras en sus simulaciones.

Respecto de la consulta del Panel solicitando precisar el efecto de las instalaciones en la zona de Lagunas en el control de tensión en la zona de Parinacota, Transemel indica que la Comisión sostiene que el equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas mejoraría la estabilidad de tensión de la S/E Parinacota y que permitiría abastecer la demanda asociada a dicha S/E cumpliendo los estándares de seguridad y calidad de servicio.

No obstante, prosigue, de conformidad con los análisis de Transemel, la operación del equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas no tendría los efectos señalados por la Comisión, pues la S/E Parinacota continuaría operando por sobre los límites de tensión establecidos en la normativa.

Sobre lo anterior, sostiene que el equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas no solucionaría el problema de control de tensión en la S/E Parinacota, pues la S/E Lagunas es un nodo relevante del sistema, donde convergen múltiples tramos de transporte de energía (11 circuitos de 220 kV en operación) y donde se experimentará un relevante crecimiento de demanda en el mediano y largo plazo. En este sentido, el control de tensión de la compensación en S/E Lagunas tiene por objetivo regular la tensión en la barra de Lagunas 220 kV para responder a dichas circunstancias, pero no para resolver los problemas de tensión en la zona de Parinacota. Sostiene que el control de reactivos en Lagunas no es un control que se ajuste a las necesidades locales de la S/E Parinacota, que se encuentra a casi 300 km de distancia de S/E Lagunas.

Agrega que dado que el modelo de la CNE no consideró los ajustes a los parámetros eléctricos de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota ni al tamaño y ubicación del parque Arica Solar, es posible que dicho modelo no haya visualizado las necesidades de entrega de reactivos en escenarios de baja demanda ni los efectos capacitivos (efecto Ferranti) de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota que, en determinados escenarios de demanda existentes en la zona, imposibilitan interconectar la instalación en S/E Parinacota.

A continuación, la empresa da cuenta de los resultados que obtuvo al tomar la base DIgSILENT del modelo de la CNE (que según la empresa no tendría variaciones entre el ITP y el ITF) y considerar flujos de potencia en la S/E Parinacota y la operación del equipo de compensación en S/E Lagunas, tanto bajo el modelo de la CNE, es decir, sin ajuste de los datos, como bajo su modelo corregido. Señala que estos resultados muestran que la operación del equipo de compensación en la S/E Lagunas, a diferencia de lo que estima la CNE, no permitiría dar cumplimiento a los niveles de tensión establecidos en la normativa para la barra de 220 kV de S/E Parinacota.

Transemel hace presente que el modelo corregido podría dar cuenta de problemas de subtensión, esto es, niveles de tensión inferiores a 0,95 p.u., en la barra 220 kV de S/E Parinacota si se consideran proyectos de generación que, aunque no están declarados en construcción, figuran en la plataforma de acceso abierto del Coordinador en un estado de tramitación avanzado. Tal sería el caso del proyecto de generación solar de 300 MW "Parque Fotovoltaico Pampa Camarones", cuyo estado es "Proyecto autorizado para declararse en construcción". En este sentido, reitera que el proceso de planificación de la transmisión debe

realizarse considerando la creación de condiciones que faciliten la competencia en el segmento de generación.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transemel solicita al Panel:

“(…) acoger la presente discrepancia y dictaminar en definitiva que la Comisión debe (….) Incorporar el proyecto de obra de ampliación denominado ‘Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV’ en el ITD 2022”.

5.1.2 Presentación de Transelec

Transelec respalda y justifica la necesidad de incorporar la obra “Nuevo Equipo de Compensación de Reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV” en el Plan de Expansión 2022, por lo que solicita ser considerada como interesada en esta discrepancia.

Señala que, debido a las condiciones actuales de operación del sistema en la zona norte del país, no se pueden operar enmalladas las dos líneas que abastecen la ciudad de Arica (1x220 kV Cóncores - Parinacota y la nueva línea 1x220 kV Parinacota - Nueva Pozo Almonte), dadas las sobretensiones que se producen en la barra de 220 kV de S/E Parinacota, las cuales superan los límites establecidos por la NTSyCS. Agrega que esta situación se mantiene en la actualidad, por lo que el CEN instruyó operar desconectada la línea 1x220 kV Parinacota - Nueva Pozo Almonte. Esto implica, prosigue, operar sin criterio N-1 la S/E Parinacota, la cual abastece a la comuna de Arica con 80.000 clientes regulados aproximadamente. En estas condiciones, prosigue, ante cualquier desconexión de la única línea en servicio, se producirá pérdida de consumo regulado que afectará a miles de clientes.

La empresa enfatiza que es un contrasentido que una obra que fue promovida vía plan de expansión (línea 1x220 kV Parinacota - Nueva Pozo Almonte) para dar seguridad a la zona norte del país, no pueda ser utilizada para el propósito para la cual fue construida, y se mantenga desconectada.

Transelec indica que de acuerdo con lo analizado por el CEN en su informe anual de requerimiento de mejoría del sistema de transmisión (versión año 2022), se identifica claramente la necesidad de recursos adicionales de control de tensión en S/E Parinacota para la operación del sistema de transmisión que abastece dicha S/E. Para fundamentar lo anterior, cita el siguiente párrafo de ese informe:

“La barra 220 kV de S/E Parinacota cuenta con los paños J1 y J2 que le permiten conectarse al SEN mediante las líneas 1x220 kV Cóncores - Parinacota y 1x220 kV Parinacota - Nueva Pozo Almonte, respectivamente. No obstante, no es posible operar con ambas líneas enmalladas debido a la presencia de sobretensiones en régimen permanente en la barra 220 kV de S/E Parinacota que dificultan el control de tensión en la zona, las cuales pueden verse agravadas ante la pérdida de consumos locales o la indisponibilidad (forzosa o programada) de recursos de control de tensión.

La situación descrita en el párrafo anterior impide que S/E Parinacota puede operar con criterio N-1 ante fallas en las líneas 220 kV, y se mantendrá mientras no aparezcan

mayores cargas inductivas que se abastezcan desde S/E Parinacota o se cuente con recursos adicionales de control de tensión que permitan la absorción de reactivos de manera local”.

Transelec plantea que, de acuerdo con la información en la plataforma de acceso abierto del Coordinador, se prevé una alta proliferación de generación renovable solar en la S/E Roncacho, la cual seccionará la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota. Con estos antecedentes, realizó un análisis de flujo de potencia al año 2023 y 2029, utilizando la base de datos del ITF 2021 publicada por la CNE, para evaluar los requerimientos de potencia reactiva necesarios para el control de tensión en la zona.

Agrega que el análisis realizado al año 2029 considera el proyecto PFV ALWA II, el cual inyectará su energía a la S/E Roncacho 220 kV con una capacidad de 185 MW, con fecha estimada de conexión para noviembre del año 2025, de acuerdo con lo informado en la plataforma de acceso abierto del Coordinador. A su vez, se consideró lo indicado por Transemel en sus observaciones al ITP del Plan de Expansión 2022, respecto de la capacidad del proyecto PF Arica I, con una capacidad de 49,9 MW.

De este análisis se concluye que en la operación actual del sistema existen problemas de sobretensión en la barra de 220 kV de S/E Parinacota, con valores que alcanzan los 1,09 p.u., fuera del rango establecido por la NTSyCS para Estado Normal. Agrega que en el largo plazo no podrán operarse en paralelo las líneas 1x220 kV Cóndores - Parinacota y 1x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte, dado que alcanzarán una sobretensión de 1,06 p.u. en operación normal, también fuera del rango establecido. Señala además que, debido a la incorporación de nuevos proyectos de generación en la zona, una contingencia en la línea 220 kV Nueva Pozo Almonte – Roncacho generará problemas de subtenensión, con valores de hasta 0,9 p.u., fuera del rango establecido por la NTSyCS para Estado de Alerta. En ese sentido, prosigue, los análisis concluyen sobre la necesidad de contar con un equipo que pueda absorber e inyectar la potencia reactiva necesaria en cada escenario de operación.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transelec solicita al Panel de Expertos admitir su participación en la presente discrepancia en calidad de interesado; tener presente las observaciones formuladas en este escrito, y en definitiva, acoger la discrepancia presentada por Transemel.

5.1.3 Presentación de la CNE

De acuerdo a la CNE, los principales argumentos con los que Transemel fundamenta la discrepancia, en la que solicita la inclusión de la obra “Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV” en el Plan de Expansión 2022, se refieren a la supuesta imposibilidad de cerrar el paño de la línea Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV C1 en la S/E Parinacota, debido a que se provocarían sobretensiones mayores al máximo admitido por la NTSyCS, afectando la seguridad y calidad de suministro de dicha S/E, y de todas las SS/EE abastecidas desde Parinacota (Chinchorro, Quiani y Pukará).

De la lectura de la discrepancia presentada por Transemel, la Comisión desprende que el análisis realizado, que incluye un informe de la Gerencia de Operación del CEN, tiene como base la operación y la topología actual del SEN. En particular, esto significa que la barra de 220 kV en la S/E Parinacota es un punto débil del sistema, alejado de los complejos de generación en Mejillones y Tocopilla, y por lo tanto, es de esperar que su estabilidad de tensión sea muy baja, y por ende, muy sensible al efecto Ferranti que genera la línea Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV. Si bien la Comisión concuerda y reconoce que la barra de 220 kV en la S/E Parinacota cuenta con una baja estabilidad de tensión, destaca que el plan de expansión evalúa los proyectos propuestos por terceros con la topología proyectada al año de puesta en servicio de dicho proyecto, la que incluye todas las obras de expansión decretadas y licitadas.

Agrega que entre las obras de expansión consideradas para el análisis del sistema se encuentra la denominada “Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en SE Lagunas”, incluida en el Decreto Exento N°185 de 2021², del Ministerio de Energía, y adjudicada a la empresa Transelec. Se estima que la puesta en servicio de este equipo será dentro del primer trimestre del año 2026, mucho antes que cualquier obra de expansión que pudiese ser recomendada en el presente plan.

En este contexto, prosigue, es posible demostrar que las obras de expansión licitadas ayudan a aumentar la estabilidad de tensión en la S/E Parinacota en comparación a la situación actual en dicha S/E. Destaca que la curva de estabilidad de tensión P-V proyectada para las barras de 220 kV en la S/E Parinacota muestra una notable mejora con respecto a la curva actual, en gran parte, debido a la acción del equipo de compensación reactiva decretado para la S/E Lagunas antes mencionado.

Según la CNE su análisis mostraría que el nuevo equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas mejora significativamente la estabilidad de tensión en la S/E Parinacota, permitiendo abastecer la demanda asociada a dicha S/E cumpliendo los estándares de seguridad y calidad de servicio. Sobre lo anterior, la proyección de demanda realizada por la Comisión para el año 2027 es que la demanda mínima coincidente en las SS/EE abastecidas desde la S/E Parinacota (Pukará, Quiani y Chinchorro) es de aproximadamente 33 MW, mientras que la máxima es de aproximadamente 64 MW, lo cual estaría dentro de la banda admitida por la NTSyCS para operación normal.

La Comisión enfatiza que las curvas de estabilidad de tensión P-V presentadas fueron obtenidas tomando una consigna de tensión para el futuro equipo de compensación de reactivos en la S/E Lagunas de 1,03 p.u. Este punto de operación fue seleccionado debido a que mantiene el futuro CER con una cargabilidad baja y, por lo tanto, hay espacio para

² Decreto Exento N°185, de 31 de agosto de 2021, del Ministerio de Energía, que “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 2020”, publicado en el Diario Oficial el 10 de septiembre de 2021.

disminuir la consigna de tensión, lo que a su vez influye en la curva de estabilidad de tensión de la S/E Parinacota. La CNE muestra una figura con la curva P-V en S/E Parinacota 220 kV, considerando distintas consignas en S/E Lagunas.

Del análisis mostrado concluye que no es necesario un nuevo equipo de control de reactivos en la S/E Parinacota con el objetivo de abastecer la demanda.

La Comisión refiere que Transemel argumenta en su discrepancia que el proyecto “Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV” permite entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país. Al respecto, hace notar que, si bien es cierto que la estabilidad de tensión en la S/E Parinacota no permite mantener tensiones por bajo de 1,05 p.u. en caso de haber generación fotovoltaica en una cantidad tal que el flujo de potencia vaya desde la S/E Parinacota hacia el SEN, también es cierto que existen otros mecanismos de control de tensión, tal como la operación de los parques fotovoltaicos con un factor de potencia que les permita consumir potencia reactiva del sistema, ayudando así a controlar las sobretensiones.

Agrega que, de todas formas, considerar que un nuevo equipo de compensación reactiva permitiría entregar señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de la zona norte del país, resulta en que este sería un proyecto a ser analizado por eficiencia operacional, pues sería un proyecto orientado a evitar el vertimiento fotovoltaico en la región de Arica y Parinacota, e incluso así, un eventual equipo de compensación reactiva no soluciona las limitaciones de transmisión en la S/E Parinacota, las cuales están dadas por la capacidad térmica de la línea Cóndores – Parinacota 1x220 kV.

En virtud de lo anterior, a juicio de la CNE, no se sostiene lo señalado por Transemel, en cuanto a que la CNE no habría argumentado debidamente la exclusión de la propuesta “Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV”, ni mucho menos el supuesto soslayo de los antecedentes presentados, tales como el Informe GO N°21/2022 Requerimientos de Mejoras de las Instalaciones de Transmisión, de diciembre de 2022. La Comisión reconoce que los problemas existen actualmente, pero señala que ya ha impulsado obras de expansión para solucionarlos, en particular las obras “Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en SE Lagunas” (Decreto Exento N°185 de 2021) y “Nueva SE Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal” (Decreto Exento N°229 de 2021).

En su presentación complementaria la Comisión refiere que, durante la Audiencia Pública, el Panel planteó que aparentemente habría una disonancia entre las simulaciones efectuadas por la Comisión y los análisis realizados por Transemel y Transelec, por lo que se evidenciaría un error manifiesto en los parámetros considerados en los análisis realizados por la Comisión. En ese contexto el Panel consultó la opinión de la CNE acerca de la causa de este eventual error y cómo proceder al respecto.

Sobre lo consultado por el Panel, la CNE señala que en el ITP del Plan de Expansión 2022, la Comisión estimó los parámetros de la línea Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV, de manera que fuesen consistentes con un conductor dimensionado para lograr la potencia mínima establecida para dicha línea en el Decreto Exento N°373 de 2016 del Ministerio, a saber, 260 MVA. El motivo de tomar datos estimados fue que la línea entró en operación en septiembre del año 2022 y, por lo tanto, no se tenían los parámetros reales a la vista. Luego, a partir de las observaciones realizadas al ITP, dichos parámetros fueron corregidos en base a la información disponible en el portal de información técnica de las instalaciones del Coordinador.

Por otra parte, prosigue, en relación con las diferencias en los resultados de las simulaciones realizadas por la Comisión respecto de los resultados presentados por Transelec y Transemel, estas se pueden deber a que los resultados mostrados por las empresas corresponden a valores estáticos, es decir, en puntos de operación específicos. Sin embargo, en sus análisis la Comisión realiza un barrido por la curva de estabilidad de tensión P-V, con demanda y generación netas en la zona, considerando las condiciones que existirían en la zona en la fecha en que el equipo se pondría en operación. Es así que la Comisión considera en sus análisis el aporte que tendrá el nuevo sistema de 500 kV en la zona y el CER en S/E Lagunas.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la Comisión solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Transemel, de manera que no se incluya en el Plan de Expansión 2022 la obra "Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV".

5.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

5.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Incorporar en el Plan de Expansión 2022 el proyecto de obra de ampliación denominado "Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

5.2.2 Análisis

Transemel discrepa de la no incorporación al ITF 2022 del proyecto denominado "Nuevo equipo de compensación de reactivos (CER) en S/E Parinacota 220 kV". La empresa considera que este permitiría solucionar problemas de control de reactivos en el anillo de transmisión de la zona Arica y Parinacota. Asimismo, estima que también mejorará el estándar del suministro de los usuarios sometidos a regulación de precios de la zona. Adicionalmente, prosigue, entregaría señales técnicas y económicas adecuadas a los proyectos de generación que se conectarán a las instalaciones de esa zona norte del país.

La empresa sostiene que las razones esgrimidas por la Comisión para desechar su propuesta no estarían debidamente justificadas. Por otra parte, a su entender, la postergación del

proyecto en sucesivos procesos de planificación de la transmisión por parte de la Comisión hace suponer que, de presentarse el proyecto en el proceso 2023, su análisis será nuevamente pospuesto y, en consecuencia, excluido del plan de expansión de la transmisión.

La empresa señala que en sus observaciones al ITP hizo presente a la Comisión que la base de datos empleada por la autoridad contenía datos erróneos respecto a los parámetros eléctricos de la línea 1x220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota y la ubicación y tamaño del parque Arica Solar. A juicio de la discrepante, estos errores explicarían que las simulaciones de Transemel mostraran resultados diferentes a los de la Comisión.

La CNE, por su parte, afirma que el análisis realizado por Transemel, del cual la empresa desprende que la barra 220 kV de la S/E Parinacota es un punto débil del sistema, tiene como base la operación y la topología actual del SEN. Si bien la Comisión concuerda y reconoce que dicha barra presenta una baja estabilidad de tensión, hace presente que el plan de expansión evalúa una obra propuesta por terceros considerando la topología proyectada al año de puesta en servicio de dicho proyecto, la que incluye todas las obras de expansión decretadas y licitadas.

La CNE señala que entre las obras de expansión consideradas para el análisis del sistema se encuentra la denominada "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en SE Lagunas", incluida en el Decreto Exento N°185 de 2021 del Ministerio de Energía, y adjudicada a la empresa Transelec. La Comisión sostiene que ese nuevo equipo ayudará a aumentar la estabilidad de tensión en la S/E Parinacota, lo que haría innecesario agregar otro equipo similar en esta S/E.

El Panel tiene a la vista que, entre las obras de ampliación del sistema de transmisión nacional, consideradas en el Plan de Expansión 2020, se encuentra la denominada "Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en SE Lagunas". El proyecto consiste en el reemplazo del banco de condensadores existentes de 60 MVar, en la S/E Lagunas 220 kV, por un equipo de compensación estática de reactivos con capacidad de regulación dinámica (CER o STATCOM) de ± 100 MVar. El VI referencial del Proyecto es de 20 millones de USD y se espera que entre en operación en 2026 (la CNE estima que la puesta en servicio de este equipo será dentro del primer trimestre del año 2026).

El Panel observa que los análisis de la CNE sobre el efecto de esta obra muestran que ella producirá una mejoría en el comportamiento de la tensión en la barra Parinacota 220 kV. Para respaldar sus conclusiones la Comisión presenta un diagrama de la curva P-V en dicha barra, el cual evidencia que con la puesta en operación del CER en la S/E Lagunas, la tensión en la barra Parinacota 220 kV se encontrará en el rango $\pm 5\%$, cumpliendo con la NTSyCS. Estos resultados toman en cuenta que las líneas Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV y Córdones – Parinacota 220 kV están en servicio y conectadas en ambos extremos.

Adicionalmente, los resultados presentados por la CNE muestran que la puesta en servicio del proyecto de ampliación denominado "Nueva SE Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal", incluido en el Decreto Exento N°229 de 2021, del Ministerio de Energía, mejorará aún más la tensión en Parinacota 220 kV. Específicamente,

el diagrama P-V que al efecto acompañó la CNE muestra que la tensión en la S/E Parinacota 220 kV se mantiene dentro de la NTSyCS cuando la demanda se encuentra en el rango [0-250 MW]. Cabe destacar que la demanda real en esa barra se estima varíe entre 33 a 64 MW.

Al ser consultada la CNE sobre los errores manifestados por Transemel, este organismo reconoce que existió un error al no haberse corregido los parámetros en las distintas bases de datos que se utilizaron en el proceso. Sin embargo, indica que la base de datos utilizada en el ITF para realizar el análisis referente al CER propuesto en la S/E Parinacota es la que se construyó para analizar las obras del Sistema de Transmisión Nacional y los sistemas zonales C y E, específicamente, el archivo "BD CNE Expansión 2022 ITF Zonal C y E".

Indica que dicha base de datos se encuentra disponible en los anexos publicados del ITF, y contiene los parámetros corregidos para la línea C1 2x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte. Agrega que estos son consistentes con los publicados en la plataforma Infotécnica del Coordinador, así como con la topología y potencia nominal del Parque Fotovoltaico Arica Solar, el cual se conecta a la barra de 66 kV en la S/E Parinacota.

Al comparar los parámetros de las líneas presentados por la empresa y los informados por la CNE en la respuesta a solicitud del Panel, se constata que ambos son idénticos, de lo que se desprende que tanto la simulación de la empresa como la de la Comisión habrían utilizado la misma base de datos.

El Panel tiene presente que en la audiencia pública Transemel indicó que "(...) revisó el efecto del CER Lagunas no detectando efectos sobre las tensiones en barra Parinacota 220 kV".

Como respaldo a este argumento, la empresa aporta como antecedente el Estudio de Impacto Sistémico Control de Reactivos en S/E Parinacota de la consultora Ingeniería y Estudios (E&S)³. Este estudio, que propone la instalación de un CER en Parinacota, explora diversos escenarios en los que se analiza el efecto que produce en la zona norte un equipo CER en dicha S/E. Sin embargo, no se advierte en sus análisis una consideración explícita sobre los efectos del proyecto CER - Lagunas que permita avalar lo manifestado por la discrepante. El estudio tampoco se refiere al efecto del proyecto "Nueva SE Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva línea 2x500 kV Nueva Lagunas-Kimal", incluido en el referido Decreto Exento N°229 de 2021.

En un escrito complementario, la empresa presenta los resultados de un nuevo análisis utilizando la demanda máxima proyectada al año 2028 por la CNE, que se encuentra modelada en el escenario "Dmáx SEN 2028" contenido en la base de datos utilizada, en que realiza una construcción de la curva P-V en S/E Parinacota 220 kV.

Los resultados mostrados por Transemel son similares a los de la CNE, indicando que la tensión en la barra Parinacota 220 kV se mantiene dentro de la NTSyCS para un rango de

³ Ingeniería y Estudios (E&S), "Estudio de Impacto Sistémico Control de Reactivos en S/E Parinacota", Marzo 2023.

potencia de [0-180 MW]. Si bien este rango es menor al determinado por la CNE, de [0-250 MW], se aprecia que igualmente la tensión se mantendrá dentro de los límites establecidos por la NTSyCS, considerando que la estimación de demanda en esa barra varía entre 33 a 64 MW.

A continuación, la empresa muestra que, para inyecciones desde Parinacota hacia el sistema de 220 kV, el voltaje supera los 1,05 p.u., lo que indicaría que se requiere de un control de reactivos local, aspecto que no cumpliría el CER en construcción en la S/E Lagunas. El Panel advierte que esa condición excedentaria implica la operación de centrales cuya generación supera a la demanda en esa zona norte, y por lo tanto es dable suponer que también deberán aportar al control de tensión de la zona, de acuerdo con la norma técnica.

En efecto, el Panel tiene presente que los nuevos proyectos de generación variable, particularmente los parques fotovoltaicos, también deberán aportar al control de la tensión del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 3-9 de la NTSyCS, en el cual se impone una capacidad de absorción/generación de reactivos de al menos $\pm 30\%$ del valor de su potencia nominal. Asimismo, el artículo 3-13 de la NTSyCS establece que para:

“(...) parques fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador.

Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales o parques, si los estudios específicos que realice el Coordinador lo justifican, se podrá exigir a cualquier central o parque la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine el Coordinador”.

Así, la incorporación de nuevos proyectos de generación debiera también contribuir al control de tensión de la zona. Al respecto, la empresa no mostró un análisis que diera cuenta de este.

En base a lo anterior el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

5.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

6. INCORPORACIÓN DE LA OBRA DE AMPLIACIÓN "NORMALIZACIÓN DE LOS PATIOS DE 110 KV Y 220 KV DE LA S/E ESMERALDA Y NUEVA LÍNEA 1X220 KV ESMERALDA-NUEVA LA NEGRA"

6.1.1. Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

6.1.1 Presentación de Transemel

Transemel señala que el proyecto de obra de ampliación denominado "Normalización de los patios 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra", que solicita incorporar en el ITD 2022, se ubicaría en la comuna de Antofagasta, región de Antofagasta, en donde se abastece el consumo de aproximadamente 160.000 clientes regulados. Agrega que el proyecto es necesario debido a que dicha zona presenta deficiencias de seguridad eléctrica de las instalaciones y de calidad y seguridad del servicio prestado a los usuarios sometidos a regulación de precios.

Según la discrepante la necesidad de esta obra se remonta a los procesos de planificación de la transmisión de los años 2020 y 2021, en los que la Comisión se negó a incluirla y se comprometió a evaluarla en futuros procesos, esto es, en el actual proceso 2022, lo que no ha ocurrido en la forma que lo ordena la normativa.

Transemel explica que promovió el proyecto "Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra" en el proceso de planificación de la transmisión del año 2022, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 91 de la LGSE y describió el proyecto como:

"-La normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda instalando una nueva barra de transferencia, además de la extensión de la barra principal para la instalación del paño acoplador. Adicionalmente se debe automatizar el actual banco de autotransformadores 220/110 kV y la construcción de un foso de aceite con su respectiva fundación con canaleta recolectora. Es parte del proyecto la normalización del paño de conexión de la línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda.

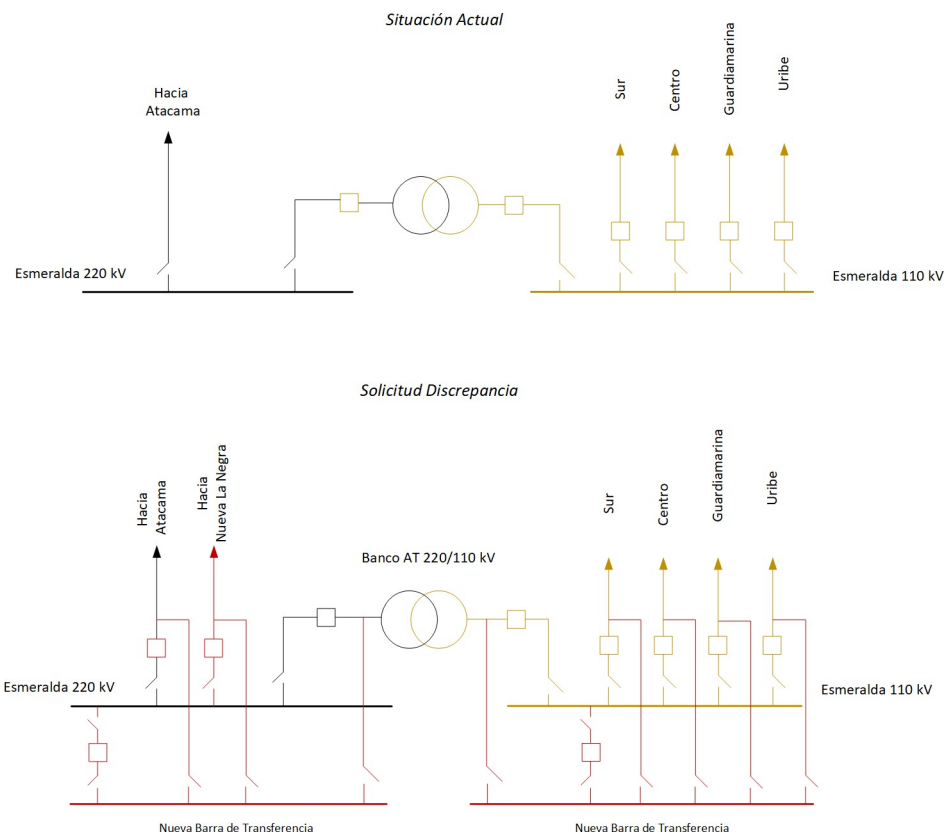
- Normalización del patio de 110 kV de la S/E Esmeralda instalando una nueva barra de transferencia más la instalación del paño acoplador de barras (todos los paños existentes en 110 kV se conectan a la barra de transferencia, mediante desconectores). Adicionalmente, para generar el espacio necesario en la plataforma de la S/E, se contempla desplazar algunos metros (12 m aproximadamente) las estructuras de los marcos de las líneas S/E Centro, S/E Sur, S/E La Portada y S/E Uribe.

-Nueva línea de transmisión 1x220 kV Negra La Negra-Esmeralda, de aproximadamente 15km, con los respectivos paños de línea en ambas subestaciones. Se considera el uso de un conductor de Alta Temperatura, y baja flecha, con capacidad de 550 MVA a 35°C con sol".

La empresa indica que la Comisión decidió no incluir el proyecto, a pesar de coincidir con Transemel en que las obras permitirían mejorar la seguridad de las instalaciones, por estimar que su ejecución es compleja desde el punto de vista constructivo.

En atención a que el proyecto no fue incluido en el ITP Transemel afirma que formuló observaciones al mismo, describiendo la forma en que el proyecto podría ejecutarse para superar las dificultades constructivas identificadas por la Comisión. No obstante, agrega, nuevamente la Comisión decidió no incluir en el ITF el proyecto indicando que no se había demostrado la pertinencia de la obra. Según la empresa las respuestas de la Comisión para no incorporar la obra en el ITP ni en el ITF, serían inconsistentes.

Transemel muestra una figura con la disposición actual de las instalaciones y la disposición que tendrían si se incluyera el proyecto en el ITF, la que se reproduce a continuación:



La discrepante menciona que, en el proceso del año 2020, Transelec promovió un proyecto en la S/E Esmeralda, con el objeto de normalizar la conexión de la línea 220 kV Atacama-Esmeralda en el extremo de la S/E Esmeralda y así permitir el despeje de fallas o mantenimientos. Añade que en aquella oportunidad la Comisión decidió no incluir el proyecto en el ITP y señaló que su análisis concluyó que:

“(...) la situación actual de la S/E Esmeralda es tal que no permite la ejecución de labores de mantenimiento del único interruptor de 220 kV, que conecta la línea 1x220 kV Atacama - Esmeralda con el transformador 220/110 kV de la subestación, sin que ocurra la desconexión del transformador. Dado lo anterior, esta instalación se encuentra en un incumplimiento normativo, situación que no justifica, por sí sola, la promoción de una obra de expansión. Por otra parte, los análisis realizados muestran que lo descrito anteriormente no representa necesariamente un problema de seguridad de abastecimiento de la zona, debido a que los trabajos de mantenimiento del equipo deben ser programados tomando los resguardos para que dicha situación no se produzca, de modo que no corresponde el desarrollo de una evaluación del aporte a la seguridad de servicio que entregaría este proyecto a través de la valorización de la disminución de la energía no suministrada esperada (...)”

Transemel refiere que observó el ITP 2020 para que el ITF 2020 incluyera el proyecto promovido por Transelec y, además, se considerara la normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda. Sin embargo, prosigue, la Comisión rechazó la observación aduciendo que no se habían aportado nuevos antecedentes que modificaran su decisión.

En el proceso siguiente, correspondiente al año 2021, la discrepante promovió el proyecto de normalización del patio de 220 kV de la S/E Esmeralda, y la Comisión rechazó la incorporación del proyecto en el ITP 2021 indicando que no lo consideraba necesario, pues no existía “(...) algún motivo que derive en la urgencia de su incorporación, pudiendo postergarse el análisis para futuros procesos de expansión (...)”.

Agrega que en la ocasión observó el ITP 2021 con el objeto de que la Comisión incluyera el proyecto en su ITF 2021. No obstante, la Comisión reiteró que no incorporaría la obra aduciendo, nuevamente, que “(...) no existe evidencia que demuestre la urgencia del requerimiento, sino que la incorporación de la obra tendería únicamente a mejorar el estándar de confiabilidad de la instalación, de modo de dar fiel cumplimiento a las exigencias normativas actuales (...)”.

Según la discrepante, la Comisión confunde el interés de Transemel por mejorar la calidad y seguridad del suministro a usuarios sometidos a regulación de precio con el cumplimiento de normativa que fue actualizada en el año 2020 mediante la Resolución Exenta CNE N°347 (que aprueba Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión de la NTSyCS) y, por tanto, con posterioridad a la construcción y operación de las instalaciones que se pretenden mejorar.

Agrega que los artículos 46 y 47 del referido anexo técnico establecen exigencias para las SS/EE y una de ellas es contar con una configuración de barra con redundancia suficiente para que, al realizar el mantenimiento de las instalaciones, éstas sigan operando. Por otra parte, prosigue, en las disposiciones transitorias del anexo técnico en comento, específicamente en su artículo 118, se establece que “(...) [e]n el caso de las instalaciones existentes a la fecha de publicación del presente Anexo Técnico (...), no será necesario realizar adecuaciones producto de las exigencias del referido Anexo Técnico”.

De lo anterior, Transemel concluye que las instalaciones de la S/E Esmeralda, existente al 14 de septiembre de 2020, no deben necesariamente adecuarse producto de las exigencias de dicho anexo técnico. Según la empresa ello no obsta a que, si con objeto de mejorar el estándar de suministro a usuarios sometidos a regulación de precio en el contexto del proceso de planificación anual de la transmisión, se puedan definir obras que, como consecuencia de su ejecución, eleven el estándar de las instalaciones y determinen que éstas alcancen los criterios definidos en la normativa sectorial.

La discrepante sostiene que los problemas en la S/E Esmeralda se arrastran desde hace años, y tanto la industria como la Comisión conocen esta situación. No obstante, a su juicio, este organismo se negaría a incorporar una solución basando su negativa en argumentos que no tendrían asidero, y comprometiendo analizar la situación en procesos futuros.

La empresa sostiene que el proyecto permite mejorar el estándar del suministro de los usuarios sometidos a regulación de precio de la zona. A modo de ejemplo, señala que el 8 de noviembre de 2022 se produjo una falla en la línea 110 kV Capricornio- Tap Uribe, una zona cercana a la S/E Esmeralda. Dicha falla se extendió por cerca de 12 horas y dejó un total de 119,64 MWh como energía no suministrada.

Agrega que en el momento en que se produjo esta falla, la línea Atacama-Esmeralda, que podría haber respaldado los consumos regulados y, por tanto, evitar la interrupción del suministro, se encontraba desconectada porque era objeto de mantenimiento. Lo cierto es que el mantenimiento podría ser realizado sin la necesidad de desconectar la línea; no obstante, para ello, la S/E Esmeralda debería contar con elementos que mejoren su confiabilidad. Reitera que el objetivo del proyecto promovido por Transemel es, precisamente, dotar a las instalaciones de los equipamientos necesarios para mejorar el estándar de suministro, a fin de evitar que las fallas en las instalaciones eléctricas tengan un efecto en los usuarios sometidos a regulación de precio.

Para Transemel el proyecto permite mejorar la seguridad eléctrica de las instalaciones. Explica que la S/E Esmeralda tiene una configuración de barra simple y la línea 1x220 kV Atacama-Esmeralda no tiene equipo de interrupción de suministro, sólo cuenta con un desconectador. Agrega que el proyecto promovido por Transemel generará una operación más segura y confiable de las instalaciones puesto que la normalización de los patios de la S/E Esmeralda permitiría realizar el mantenimiento de dicha S/E sin desenmallar el sistema y sin afectar los consumos de la zona.

Según la transmisora el proyecto permite entregar respaldo a la S/E Esmeralda y enmallar el sistema eléctrico en 220 kV de la zona ya que posibilita que el mantenimiento de la línea Atacama-Esmeralda se ejecute sin necesidad de desconectarla. Como consecuencia de ello, prosigue, la línea podrá operar como respaldo y contribuir al enmallamiento de la zona. Esto implica, además, operar bajo criterio N-1, lo que es deseable aun cuando no sea exigible para estas instalaciones.

La transmisora sostiene que la inconsistencia de los argumentos para rechazar un proyecto necesario torna muy compleja la tarea de la discrepante. Señala que difícilmente los usuarios

e instituciones interesadas, inscritas en el registro de participación ciudadana, podrán tener éxito en sus pretensiones y solicitudes a la autoridad si ésta no guarda una mínima consistencia entre los argumentos que proporciona para rechazar su petición en las instancias previas al ITP y posteriores al mismo. Agrega que un actuar como el descrito, facilita el que la autoridad obre sin fundamento, pues los usuarios o instituciones interesadas nunca podrán seguir –y menos anticipar– el razonamiento y fundamento de sus actos.

Según Transemel la falta de fundamentación del acto administrativo de la Comisión constituye una clara vulneración de los artículos 91 de la LGSE y 112 del Reglamento de Transmisión. Prosigue señalando que ambas disposiciones establecen que la Comisión, con ocasión de la emisión y comunicación del ITF, debe aceptar o rechazar fundadamente las observaciones planteadas al ITP. Reitera que la Comisión habría actuado de manera injustificada e infundada al rechazar el proyecto "Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra", por lo que se solicita que éste sea incorporado al ITF.

Agrega que la continua postergación de la evaluación del proyecto en comento sugiere, al menos, cuestionarse si es que la autoridad pretende que problemáticas como la que enfrentan los usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos desde la S/E Esmeralda alcancen una gravedad tal que deban ser promovidos a través de herramientas excepcionales, como las obras urgentes del inciso segundo del artículo 102 de la LGSE o instancias como el *Open Season* para el desarrollo de obras de transmisión urgente del sistema eléctrico nacional.

Al respecto, sostiene que el mecanismo de obras urgentes es de carácter excepcional y no debe ser aplicado a proyectos como la "Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra" ni tampoco procede que la autoridad, sin fundamento, soslaye su análisis en el marco del proceso de participación.

Transemel indica que coincide con la CNE en que el proyecto "Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra" no es una obra urgente. No obstante, agrega que no comparte con la autoridad el que por no ser urgente no deba ser incorporada en la planificación de la transmisión. A juicio de Transemel, por no constituir un proyecto urgente es que debe ser analizado en el presente proceso de y no corresponde postergar su análisis.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transemel solicita al Panel:

"(...) acoger la presente discrepancia y dictaminar en definitiva que la Comisión debe (...) Incorporar el proyecto de obra de ampliación denominado 'Normalización de los patios 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra' en el ITD 2022".

6.1.2 Presentación de la CNE

Según la Comisión, Transemel plantea que existiría una problemática de seguridad de servicio en el abastecimiento de clientes finales en la zona de Antofagasta, sin embargo, no incluiría ningún argumento que justifique la incorporación de la obra. Agrega que la empresa sólo

invoca una situación puntual ocurrida en noviembre de 2022, en condición de mantenimiento de la línea de 220 kV Atacama – Esmeralda, en que, con ocasión de la ocurrencia de una falla en otra instalación, se produjo la pérdida de suministro de una parte de la demanda de la ciudad.

Por otra parte la CNE destaca que, a la fecha, se encuentran en ejecución obras que permitirán mejorar el nivel de confiabilidad y redundancia para el abastecimiento de los clientes finales de la zona de Antofagasta. En particular, continúa, con motivo de la entrada en operación de la S/E Nueva La Negra 220/110 kV y la S/E Guardiamarina, la zona contará con nueva infraestructura para su abastecimiento, pudiendo evitarse, incluso, situaciones como la planteada por la discrepante.

La Comisión manifiesta que, con motivo de la elaboración del Plan de Expansión 2022, realizó un diagnóstico de las condiciones de abastecimiento y seguridad de la zona en cuestión, no advirtiéndose situaciones que gatillaran la necesidad de incorporar alguna obra de expansión en el presente proceso.

La CNE sostiene que dentro de la presentación de la empresa se puede observar una lógica que parece equivocada en términos de la comprensión del proceso de expansión de la transmisión. Agrega que la discrepante pareciera entender que es la Comisión la que debiera fundamentar en forma detallada y exhaustiva los motivos por los que determinó la exclusión de los planes de expansión de las distintas propuestas recibidas y que, en caso de que eso no ocurra, por defecto la obra debiera ser incorporada. Señala que lo anterior carece de cualquier sentido de racionalidad y realismo, además de resultar poco práctico, en términos de la cantidad de propuestas que se reciben con motivo de cada proceso.

Para la Comisión es el proponente quien debe realizar los análisis correspondientes y proporcionar los resultados y otros antecedentes que demuestren la procedencia de incluir la obra que propone en el plan de expansión de que se trate, circunstancia que no ha sido verificada en el presente caso por lo que no ha sido posible analizar evidencia técnica alguna que permita contrastar y, en su caso, modificar las conclusiones a las que arribó esta Comisión al momento de emitir el ITF.

Adicionalmente, prosigue, la periodicidad con que se desarrolla el proceso de planificación permite atender distintas problemáticas en forma paulatina y en la medida de que se requiera, aprovechar oportunidades que se presentan al atender situaciones que representan una necesidad inminente (suficiencia, por ejemplo), para cubrir otros atributos como seguridad o calidad.

La Comisión señala que lo anterior, a su vez, facilita la captura de economías de ámbito y/o escala en la ejecución de obras, así como plantearse alternativas de mayor complejidad o que involucren un mayor número de instalaciones en su análisis, promoviendo la incorporación de una visión más estructural a las soluciones que se puedan incluir en los planes de expansión.

La CNE afirma que una muestra de la situación expuesta en el párrafo precedente corresponde al grupo de obras incorporadas en el presente proceso de expansión, y que tienen como

propósito abordar requerimientos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio en la zona comprendida por las comunas de Villarrica, Pucón, Lican Ray y alrededores, generando un proyecto que involucre varias instalaciones (líneas y SS/EE, obras nuevas y de ampliación), estableciendo condiciones de abastecimiento consistentes con los requerimientos futuros de la zona, elevando su estándar de seguridad y calidad de servicio, además de incorporar redundancias a través de nuevos caminos de abastecimiento a las demandas de la zona.

Destaca que cuando se habla de “constatar la necesidad de incorporar soluciones”, o de “existencia de un requerimiento”, se debe partir de un análisis que dé cuenta de aquello, ya sea a partir de la evidencia (estadística de falla, por ejemplo) o de la proyección de situaciones (escenarios) frente a los cuales sea deseable cubrirse, para luego pasar a la búsqueda de las soluciones que resulten más eficientes para dar respuesta a las problemáticas a resolver, tal como ocurrió con el caso de Villarrica y alrededores, en donde existían antecedentes de planes de expansión previos que fueron relevados por el Coordinador y distintas empresas, en particular, enfocados en la seguridad y calidad de servicio, lo que motivó el desarrollo de una solución como la que se incorporó finalmente.

Prosigue señalando que, a diferencia de lo planteado previamente, la discrepante pretende argumentar en favor de la incorporación de la obra en cuestión no por medio de análisis o evidencia que den cuenta de la existencia de una necesidad, sino simplemente por la presentación de su parte de una propuesta de expansión, frente a la cual esta Comisión habría entregado una respuesta aparentemente insuficiente, situación que, de ser considerada por el Panel como un argumento válido, significaría reconocer que la carga de la prueba recaería con mayor intensidad en la Comisión a efectos de justificar la exclusión de una obra, en lugar de corresponder a la discrepante demostrar los elementos necesarios para justificar la incorporación de una obra a un plan de expansión, situación que carece de todo sentido de eficiencia y racionalidad.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CNE solicita al Panel:

“(…) rechazar la discrepancia presentada por Transemel, en términos de no incorporar al presente Plan de Expansión la obra ‘Normalización de los patios de 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra’”.

6.2. Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

6.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Incorporar en el Plan de Expansión 2022 el proyecto obra de ampliación denominado “Normalización de los patios 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra”
- Alternativa 2: Rechazar la petición de Transemel S.A.

6.2.2 Análisis

Transemel discrepa respecto de la negativa de la CNE de incorporar el proyecto "Normalización de los patios 110 kV y 220 kV de la S/E Esmeralda y nueva línea 1x220 kV Esmeralda-Nueva La Negra" en el Plan de Expansión 2022.

La discrepante argumenta que: (i) el proyecto permitiría mejorar el estándar de suministro de los usuarios regulados de la zona y la seguridad eléctrica de las instalaciones; (ii) entregaría respaldo a la S/E Esmeralda y enmallaría el sistema eléctrico 220 kV en la zona; y (iii) las razones esgrimidas por la Comisión no justificarían debidamente la exclusión del proyecto del ITF.

Para Transemel existirían problemas de seguridad de servicio en el abastecimiento de clientes finales en la zona de Antofagasta, lo que ejemplifica con una situación puntual ocurrida en noviembre de 2022, en la que estando en mantenimiento la línea de 220 kV Atacama – Esmeralda, ocurrió una falla en otra instalación, verificándose la pérdida de suministro de una parte de la demanda de la ciudad.

La discrepante sostiene que en intervenciones por mantenimiento hay desconexiones que sólo pueden ser respaldadas parcialmente, como las realizadas por el mantenimiento de los equipos primarios serie de los paños de línea (desconectador, interruptor, transformador de corriente), los que quedan dependiendo de la capacidad de respaldo vía red de media tensión de la empresa distribuidora. Agrega que en este caso todas las SS/EE primarias de distribución, interconectadas a S/E Esmeralda, carecen de respaldo al 100% por lo que aumentaría la probabilidad de interrupción de consumos regulados.

Para Transemel la incorporación de este proyecto resolvería las situaciones mencionadas y permitiría realizar las labores de mantenimiento sin requerir la desconexión de consumos regulados.

La CNE, por su parte, afirma que, a la fecha, se encuentran en ejecución obras que permitirán mejorar el nivel de confiabilidad y redundancia para el abastecimiento de los clientes finales de la zona de Antofagasta. Precisa que, con motivo de la entrada en operación de la S/E Nueva La Negra 220/110 kV y la S/E Guardiamarina, la zona contará con nueva infraestructura para su abastecimiento lo que evitaría situaciones como las planteadas por la discrepante.

La Comisión afirma que de sus análisis no se advierten situaciones que gatillen la necesidad de incorporar alguna obra de expansión en el presente proceso.

Sostiene que la discrepante no logra desarrollar los motivos por los cuales la obra debiera ser incorporada, sino que plantea su posición sobre la base de que la Comisión no habría entregado elementos suficientes para justificar la exclusión de la obra del proceso de expansión. Agrega que, si la discrepante propone una obra, es ella quien debe realizar los análisis correspondientes y proporcionar sus resultados y otros antecedentes que demuestren la procedencia de incluirla en el plan de expansión, circunstancia que no se habría verificado en el presente caso. Por lo anterior, señala que no le habría sido posible analizar evidencia

técnica alguna que permita contrastar y, en su caso, modificar sus conclusiones al momento de emitir el ITF.

El Panel advierte que la discrepante funda su solicitud en que el proyecto aportaría a la seguridad y calidad de servicio debido a que, a su juicio, la obra que propone evitaría interrumpir el suministro de los clientes regulados cada vez que se intervienen por mantenimiento las instalaciones de la S/E Esmeralda.

Para fundamentar su solicitud Transemel plantea argumentos generales y cualitativos en relación con la seguridad del abastecimiento. En efecto, entre otros plantea que "(...) al momento de realizar las labores de mantenimiento, existe en mayor o menor medida desconexión de clientes regulados debido a la nula posibilidad de respaldar a estos clientes a nivel del sistema de transmisión, y la escasa posibilidad de respaldar a los clientes a nivel del sistema de distribución (...)".

Por otra parte, en el caso de la línea que solicita incorporar, la discrepante sólo se limita a señalar que ésta contribuiría al enmallamiento de la zona.

Para el Panel es claro que obras como las propuestas mejorarán la seguridad y la calidad de servicio, sin embargo, estas deben ser evaluadas considerando los beneficios que otorgan al sistema versus el costo de las obras propuestas.

En ese contexto la discrepante no presenta antecedentes que demuestren los beneficios del proyecto.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

6.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la solicitud de Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°40-2023 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 15 de septiembre de 2023
María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada

