



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°39-2023

Discrepancia presentada por la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados 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
2.1	Presentaciones.....	6
2.2	Documentos acompañados	6
2.3	Admisibilidad	6
2.4	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	6
2.5	Programa de trabajo.....	6
2.	ENERGIZACIÓN EN 500 KV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO-SUR....	7
2.6	Resumen de la discrepancia y posición de las partes	7
2.6.1	Presentación de Acenor	7
2.6.2	Presentación de Alfa	12
2.6.3	Presentación de Colbún	15
2.6.4	Presentación de Transelec	18
2.6.5	Presentación de WPD	21
2.6.6	Presentación de la CNE	27
2.7	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	31
2.2.1	Alternativas.....	31
2.2.2	Análisis.....	33
2.2.3	Dictamen	38
3.	SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS	39
3.1	Resumen de la discrepancia y posición de las partes	39
3.1.1	Presentación de Acenor	39
3.1.2	Presentación de Colbún	46
3.1.3	Presentación de la CNE	47
3.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	51
3.2.1	Alternativas.....	51
3.2.2	Análisis.....	51
3.2.3	Dictamen	55
4.	NUEVA S/E PATAGUAL” Y “AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA, TRAMO LAGUNILLAS – PATAGUAL.....	55
4.1	Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes.....	55
4.1.1	Presentación de Acenor	55
4.1.2	Presentación de Alfa	62
4.1.3	Presentación de Colbún	67
4.1.4	Presentación de la CNE	68
4.2	Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen	75
4.2.1	Alternativas.....	75

4.2.2	Análisis	75
4.2.3	Dictamen	79

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Acenor	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados
Aes	Aes Andes S.A.
Alfa	Alfa Transmisora de Energía S.A.
AVI	Anualidad del Valor de Inversión
Colbún	Colbún S.A.
COMA	Costo de Operación, Mantenimiento y Administración
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
EGPT	Escenarios de Generación para la Planificación de la Transmisión
Enel	Enel Generación Chile S.A.
Engie	Engie Energía Chile S.A.
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
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"
Línea Pichirropulli	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli
Ministerio	Ministerio de Energía
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
Proyecto Condensadores	Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos

Proyecto HVDC	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, contenido en el Decreto Supremo 231 del año 2019 del Ministerio de Energía
Proyecto Patagual	Nueva S/E Patagual y Aumento De Capacidad Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa, Tramo Lagunillas – Patagual
Proyecto 500 kV	Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur
Reglamento de SSCC	Decreto Supremo N°113, de noviembre de 2017, del Ministerio de Energía que “Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos”
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”
SC	Servicio Complementario
SCCT	Servicio Complementario de Control de Tensión
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
S/E	Subestación
S/E Pichirropulli	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)
SSCC	Servicios Complementarios
SS/EE	Subestaciones
STN	Sistema de Transmisión Nacional
Transelec	Transelec S.A.
VATT	Valor Anual de Transmisión por Tramo
VI	Valor de Inversión
WPD	WPD Malleco SpA

DICTAMEN N°39 – 2023

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

2.1 Presentaciones

El 25 de mayo de 2023 ingresó al Panel una presentación de Acenor, 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.

2.2 Documentos acompañados

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

- a) Presentación de discrepancia de Acenor de 25 de mayo de 2023 y presentación complementaria de 18 de julio de 2023;
- b) Presentación de Alfa, en calidad de tercera interesada, de 16 de junio de 2023 y presentación complementaria de 17 de julio de 2023;
- c) Presentación de Colbún, en calidad de tercera interesada, de 16 de junio de 2023;
- d) Presentación de WPD, en calidad de tercera interesada, de 16 de junio de 2023 y presentación complementaria de 18 de julio de 2023;
- e) Presentación de Transelec, en calidad de tercera interesada, de 16 de junio de 2023; y
- f) 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.

2.3 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.

2.4 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.

2.5 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 SEC, 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. ENERGIZACIÓN EN 500 kV SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZONA CENTRO-SUR

2.6 Resumen de la discrepancia y posición de las partes

2.6.1 Presentación de Acenor

Acenor discrepa de la inclusión en el Plan de Expansión 2022 de varias de las obras que conforman el Proyecto 500 kV. La asociación indica que la CNE no demostró que sea conveniente incluir todas las obras del proyecto en el presente plan y que, en su opinión, algunas de estas no entregarían beneficios al sistema.

Señala que el Proyecto 500 kV consiste en el desarrollo de once obras de expansión, las que muestra en la siguiente tabla, ordenadas de norte a sur, incluyendo los VI referenciales.

	Tipo	Proyecto	Plazo meses	V.I. Ref (MMUSD)	Ejecución	Criterio de Recomendación
1	OA	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	60	60,26	Obligatoria	Ef. Operacional
2	OA	Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	48	2,70	Obligatoria	Ef. Operacional/ Acceso Abierto
3	ON	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes	60	102,51	Obligatoria	Ef. Operacional
4	ON	Nueva S/E Digüeñes	60	73,05	Obligatoria	Ef. Operacional
5	OA	Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes	60	7,92	Obligatoria	Ef. Operacional
6	OA	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	84	345,08	Obligatoria	Ef. Operacional
7	OA	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	60	41,97	Obligatoria	Ef. Operacional
8	OA	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220 kV (IM)	48	1,82	Obligatoria	Ef. Operacional/ Acceso Abierto
9	OA	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	60	33,16	Obligatoria	Ef. Operacional
10	OA	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	60	38,23	Obligatoria	Ef. Operacional
11	OA	Ampliación en S/E Tineo 220 kV (IM)	48	1,47	Obligatoria	Ef. Operacional/ Acceso Abierto

La asociación indica que en sus observaciones al ITP afirmó que la evaluación de las obras no cumpliría el criterio de eficiencia operacional, y tendría las siguientes deficiencias:

- (i) La CNE habría realizado una evaluación económica conjunta de once obras por un total de 718 millones de dólares, con plazos de desarrollo dispares a lo largo de 800 kilómetros del sistema de transmisión, sin verificar si resultaba más económico realizar un desarrollo por etapas. Agrega que la CNE habría evaluado el adelanto de ciertas obras al 2029, pero manteniendo que la entrada completa al 2032 sería conveniente. Acenor señala que el proyecto debe ser analizado por partes, debido a que la ejecución (o no) de cada una de ellas puede condicionar los beneficios de ejecutar la siguiente. En otras palabras, continúa, en las evaluaciones económicas se debe resguardar que los beneficios positivos de algunas obras no estén subsidiando los negativos de otras.
- (ii) La evaluación no habría considerado la posibilidad de ejecutar el tramo Entre Ríos – Digüeñes – Pichirpulli en 220 kV, aplazando la decisión de energizar en 500 kV para el Plan de Expansión 2023.
- (iii) La comparación debe realizarse entre el proyecto de 500 kV, inicialmente energizado en 220 kV, versus implementarlo directamente en 500 kV. Según Acenor, es necesario hacer esta evaluación para justificar la excepcionalidad del cambio con respecto a las obras de un plan anterior, en el que las obras al sur de Charrúa se desarrollaban energizadas en 220 kV. Ello, de acuerdo con el artículo 75 del Reglamento de Transmisión.
- (iv) Se debe analizar el beneficio de un eventual retraso de su entrada, de los transformadores 500/220 kV, que son 2, 3 o 4 dependiendo de la S/E.
- (v) Respecto de algunas obras, con tiempos de ejecución menores a la ruta crítica, se debe considerar su postergación.
- (vi) Los proyectos de 500 kV, tales como los tramos Digüeñes – Pichirpulli y Pichirpulli - Puerto Montt no consideran todos los costos en su evaluación. En particular, faltaría incluir equipos de compensación.
- (vii) El informe no indica dónde se conectan los proyectos de generación, por lo que Acenor solicita una tabla mostrando los proyectos de generación por año y por S/E, para los casos con y sin proyecto.

Acenor señala que la CNE acogió parcialmente las observaciones, implementando los siguientes cambios al informe técnico:

- Respecto de las distintas evaluaciones asociadas a la obra, estas fueron revisadas y se les aplicaron diversos ajustes.
- Se incluye evaluación del Proyecto 500 kV por tramos (Charrúa a Digüeñes, Digüeñes a Pichirpulli, y Pichirpulli a Puerto Montt). De lo anterior se concluye que, tanto la energización solo hasta la S/E Digüeñes, como la energización en 500 kV hasta S/E Tineo, tienen beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. La CNE concluye que se debe incorporar la obra de

energización en 500 kV hasta la S/E Tineo. Por otro lado, respecto a la S/E Pichirropulli, la CNE evaluó su ampliación, obteniendo beneficios netos positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados.

- Respecto de considerar la obra energizada en 220 kV, la CNE indica que no corresponde, dado que eso sería lo establecido como caso base, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto N°4 del año 2019.
- Respecto a la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, se realizó un ajuste en el informe final, en particular de los ubicados en la S/E Digüeñes.
- Con relación a la ruta crítica de las obras, la CNE señala que consideró las economías de escala derivadas de realizar una única obra en lugar de hacerlo por etapas, a lo que se suma la ganancia o pérdida del eventual adelanto o retraso de la entrada en operación de las obras. Señala que los resultados dan cuenta de que resulta más eficiente el desarrollo completo de la obra.

Al respecto, Acenor manifiesta que la Comisión habría evaluado las obras incorrectamente, en particular respecto del VATT del tramo Charrúa – Digüeñes, al no analizar por partes el adelanto de los tramos Ancoa – Charrúa y Entre Ríos – Digüeñes. Finalmente señala que no sería correcto considerar los plazos descritos para las obras entre Pichirropulli – Tineo, que entrarían en operación en años que no presentan beneficios.

La asociación señala que la CNE incluye dos evaluaciones económicas por eficiencia operacional:

- (i) Ejecutar todo el proyecto en 500 kV con fecha de entrada al 2032.
- (ii) Adelantar el sistema de 500 kV entre Ancoa y Digüeñes al año 2029 (obras 1 a 5) y mantener el resto para el 2032 (obras 6 a 11).

Acenor indica que, de las evaluaciones señaladas, la CNE muestra que ambos escenarios son convenientes. Sin embargo, prosigue, en la evaluación del adelanto del tramo Charrúa – Digüeñes este organismo utilizaría el VATT erróneo y no se evaluaría correctamente el adelanto de los tramos Ancoa – Charrúa y Entre Ríos – Digüeñes. Por su parte, continúa, el tramo Digüeñes y Tineo, con entrada en operación al 2032, tiene un plazo de construcción más corto que la línea Digüeñes – Pichirropulli.

Indica que las obras de este tramo se pueden ordenar por plazo y monto de VI de la siguiente manera:

1. Línea Digüeñes – Pichirropulli 500 kV, de 356 millones de USD, en 84 meses,
2. Patios de 500 kV y transformadores de 500/220 kV en Pichirropulli y Tineo de 113 millones de USD, en 60 meses. Energización de la línea Pichirropulli – Tineo en 60 meses, y
3. Ampliaciones de los patios de 220 kV en Pichirropulli y Tineo con un VI de 3,3 millones de USD, en 48 meses.

Acenor señala que solicitó evaluar por partes el adelanto de las obras de norte a sur, de manera secuencial. Al respecto, señala que la CNE atendió parcialmente dicha solicitud. Indica que, según su análisis, el adelanto de las obras entre Ancoa y Charrúa resultaría económicamente conveniente, pero no así el adelanto de las obras de Entre Ríos a Digüeñes, que resulta negativo en tres de los cinco escenarios. La asociación señala que es relevante realizar este tipo de evaluaciones por partes de manera de detectar si los beneficios positivos de algunas de las obras están subsidiando los beneficios negativos de otras.

Para ilustrar lo anterior, la discrepante presenta una evaluación por tramos con los siguientes supuestos: (i) los ahorros en costos de operación por adelantar al año 2029 las obras de Entre Ríos a Digüeñes, se dividen a prorrata de la nueva capacidad eólica entre las zonas norte (Charrúa a Ancoa) y sur (Entre Ríos a Digüeñes), al año 2029; y (ii) se calcula el beneficio neto norte y el beneficio neto sur, restando del beneficio el VATT de las obras de cada tramo. Con base a esta simulación, la asociación estima que al 2029 la mayoría de los escenarios muestran beneficio neto positivo en la zona norte, y una mayoría de escenarios muestran un beneficio negativo en la zona sur. De lo anterior concluye, que no sería conveniente el adelanto del tramo Entre Ríos - Digüeñes.

Agrega que la CNE incluyó todas las obras entre Digüeñes, Pichirropulli y Tineo, en circunstancias de que el desarrollo de la línea entre Pichirropulli y Tineo tiene un plazo menor de desarrollo (60 meses) que el de la línea entre Digüeñes y Pichirropulli (84 meses) y, por tanto, sería a su juicio innecesario incorporar a la primera en el presente plan. Es decir, continúa, el actuar de la Comisión no sería correcto al incorporar una obra de 60 meses y otra de 84 meses, siendo la segunda necesaria para que la primera presente beneficios.

La asociación señala que, conforme a la regulación de la transmisión, una obra comienza a percibir el VATT adjudicado de parte de los clientes finales una vez que entra en operación, por lo que las obras mencionadas percibirán remuneración por 24 meses antes de que comiencen a entregar beneficios al sistema. En efecto, agrega, dichas obras no presentarían beneficios antes de los 84 meses, fecha de entrada en operación de la línea Digüeñes – Pichirropulli, ya que es el sistema de 500 kV el que transporta energía de sur a norte, y aumentar la capacidad en el extremo sur solo aumentaría la congestión en tramo Digüeñes – Pichirropulli. Acenor destaca que el tramo actual entre Tineo y Pichirropulli tiene más capacidad que el tramo de Pichirropulli al norte, por lo que aumentar aún más el tramo Tineo y Pichirropulli no tendría sentido económico. Señala que las obras en cuestión son: ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM), energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo y ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM).

La asociación destaca que las obras mencionadas no presentan dificultad constructiva, ya que corresponden a una energización en 500 kV de una línea existente que fue diseñada para ese voltaje, y a dos ampliaciones de SS/EE existentes. En este sentido, continúa, podrían evaluarse en el siguiente plan de expansión de manera de que los clientes finales no paguen por una obra que no presenta beneficios antes del año 2032.

En presentación complementaria Acenor señala que la CNE habría realizado una evaluación errada del adelantamiento del tramo Ancoa – Digüeñes, por cuanto habiendo realizado una incorrecta evaluación del VATT asociado al adelanto, la CNE no habría evaluado la entrada de los tramos Charrúa - Ancoa y Entre Ríos - Digüeñes de manera secuencial y separada. De esta forma, continúa, al omitir la evaluación secuencial, la Comisión sólo muestra una evaluación que asume como conveniente la ampliación del tramo Charrúa – Ancoa.

Acenor indica que la CNE no habría puesto a disposición los antecedentes de respaldo, ni los supuestos considerados, que permitan analizar esta nueva evaluación. Adicionalmente, la Comisión habría cometido otro error al considerar que los ingresos de la obra comenzarían el 2029, en lugar del 2030. Al respecto, la asociación indica que observó los plazos del proyecto de condensadores síncronos, indicando que estos se cuentan desde el primer semestre de 2025, por lo cual dicha obra entraría en servicio el segundo semestre de 2028 (plazo de 42 meses, o 3,5 años). En tal sentido, la asociación aplica el mismo criterio al adelanto del tramo Ancoa – Digüeñes, cuya entrada en operación debiera ser el primer semestre de 2030, y no el 2029, como indicaría la CNE.

Agrega que si la CNE presentara una evaluación económica positiva del segundo circuito Charrúa – Ancoa 500 kV, clarificara los supuestos y detalles de la obra Entre Ríos - Digüeñes, y corrigiera su fecha de puesta en servicio, entonces Acenor consideraría superada la controversia entre esta obra y la línea Entre Ríos – Digüeñes 500 kV.

Respecto de la eliminación de la obra S/E Pichirropulli, la discrepante indica que la CNE señaló en la Audiencia Pública que, si dicha obra se mantiene, los clientes finales tendrán que pagar el VATT de una obra de 42 millones de dólares, por dos años, pago que cifra en 8 millones de dólares.

Señala que la CNE justificaría este monto por la eliminación de la incerteza para el adjudicatario del proyecto Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, ya que así este conocería la acometida de la línea en la S/E Pichirropulli. La discrepante sostiene que el Reglamento de Transmisión no tendría antecedentes que justifiquen el costo de esta “certeza”.

Por otra parte, la asociación señala que dicha incerteza no sería tal, ya que: (i) el proyecto S/E Pichirropulli es una ampliación de una obra existente, por tanto, la presunta incerteza estaría acotada a la acometida a la S/E; (ii) el potencial ajuste a la llegada a S/E Pichirropulli sería menor comparado con las múltiples modificaciones que típicamente afectan a un proyecto de línea de 286 km de longitud en 84 meses; y (iii) sería esperable que la definición del trazado de la línea, su línea base y su tramitación ambiental, duren al menos un año más que las mismas actividades para la ampliación de la S/E, por lo que la eventual incerteza no existiría si la obra se evalúa en el siguiente plan de expansión.

En virtud de anteriormente expuesto, Acenor solicita al Panel:

“1. En relación a las obras entre la S/E Ancoa y la S/E Digüeñes:

a) Solicitud 1.1:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)'.

b) Solicitud 1.2:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes'.

c) Solicitud 1.3:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Nueva S/E Digüeñes'.

d) Solicitud 1.4:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes'.

2. En relación a las obras entre la S/E Digüeñes y la S/E Tineo:

a) Solicitud 2.1:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)'.

b) Solicitud 2.2:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo'.

c) Solicitud 2.3:

Se solicita a este Honorable Panel eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra 'Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)'.

2.6.2 Presentación de Alfa

Alfa afirma que su interés en la presente discrepancia se debe a la incorporación en el ITF de obras de expansión que intervendrán dos líneas de transmisión de su propiedad: Charrúa-Central Santa María y Mulchén-Los Notros, ambas en 220 kV y de doble circuito. La primera será intervenida por la obra "Nueva S/E Patagual" y la segunda por la "Nueva S/E Digüeñes" y por la obra de ampliación "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén-Los Notros, tramo Mulchén-Digüeñes".

Señala que las obras, que intervienen su línea 2x220 kV Mulchén-Los Notros, implican la materialización de una obra de ampliación de la que, en caso de que sea decretada, se derivarían para Alfa un conjunto de derechos y obligaciones, tales como supervisar la ejecución de las obras, hacerse dueño de estas y recibir la remuneración correspondiente.

La interesada concluye que tiene un interés concreto en el resultado de las discrepancias de Acenor y Transelec, por cuanto recaen sobre obras de expansión que intervienen activos que son de propiedad de Alfa.

La discrepante hace presente que las peticiones que formuló Acenor son contradictorias entre sí e incompletas, lo que deja al Panel en una imposibilidad práctica de acogerlas. En este sentido, agrega, la discrepancia de Acenor debiese ser declarada inadmisibile, por cuanto no presenta una verdadera "alternativa", en términos de lo dispuesto por el inciso tercero del artículo 211 de la LGSE, toda vez que el Panel solo puede optar por una u otra alternativa en discusión, sin poder aplicar la excepción a esta regla de decisión contemplada en el inciso segundo del artículo 36 del Reglamento del Panel.

Indica que la contradicción consiste en que Acenor no incluyó entre sus peticiones la eliminación de la obra "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli", pero al mismo tiempo, sí solicita eliminar la "Nueva S/E Digüeñes" y la "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)". Agrega que, si el Panel acogiera la solicitud de Acenor, se decretaría entonces una línea de transmisión de doble circuito en 500 kV que no tendría ni punto de partida (la Nueva S/E Digüeñes), ni tampoco espacio en la S/E de llegada (S/E Nueva Pichirropulli).

Agrega que la petición de Acenor también sería incompleta y poco clara, por cuanto tampoco solicita modificar la sección 5.1. del ITF, que dispone modificaciones a obras de expansión decretadas con anterioridad. Por lo anterior, a su juicio no queda claro de la discrepancia de Acenor de que manera la obra que no discrepa del sistema de 500 kV (el tramo Digüeñes – Pichirropulli), se relaciona con las obras decretadas anteriormente en el Decreto N°4/2019 (los tramos Entre Ríos – Ciruelos y Ciruelos-Pichirropulli, en 500 kV, energizados en 220 kV).

Alfa indica que Acenor discrepa del adelantamiento de la entrada en operación de algunas obras consideradas en el tramo S/E Ancoa – S/E Digüeñes para el año 2029 (en oposición al cronograma inicial que consideraba su puesta en servicio para el 2031).

En su opinión, Acenor justifica su discrepancia extremando una idea razonable (i.e. evitar que los beneficios de algunas obras subsidien a otras), hasta el punto de obviar el hecho de que eléctricamente un mismo proyecto de expansión puede estar conformado por distintas obras, y que evaluar individualmente una de ellas por sí sola no tiene sentido eléctrico ni económico. Agrega que el ITF es explícito en que se trata de un solo proyecto (la Energización en 500 kV del Sistema Centro – Sur), el que a su vez se compone de once obras distintas. Continúa señalando que no se trata de proyectos funcionalmente distintos que se agrupan para subsidiarse mutuamente, sino que es un solo proyecto, con piezas distintas, todas necesarias e imprescindibles para obtener los beneficios económicos que justifican su inclusión en el plan de expansión.

Según la transmisora, la CNE evaluó la fecha óptima comparando los beneficios de la entrada en operación del proyecto en ambas fechas concluyendo que el adelantamiento de este grupo de obras, para el 2029, entrega beneficios en los cinco escenarios evaluados.

Agrega que Acenor discrepa de este análisis, sugiriendo que el adelanto del tendido del segundo circuito de la línea Ancoa - Charrúa subsidiaría el adelantamiento del resto de las obras que se adelantan para el 2029 (i.e. las obras entre la S/E Entre Ríos y la S/E Digüeñes). Sin perjuicio de que la evaluación que ofrece Acenor para sustentar su argumento no parece adecuada, es en este punto en el que se refleja de qué manera Acenor desnaturaliza la unidad funcional y económica de las distintas obras que conforman un mismo proyecto.

Para Alfa el argumento de Acenor se basa en que los beneficios del tendido del segundo circuito entre Ancoa y Charrúa subsidiarían el costo del resto de las obras hasta llegar a la S/E Digüeñes. Agrega que Acenor no visualizaría que los "beneficios" que arroja el tendido del segundo circuito (y que subsidiarían el resto de las obras) solo se obtienen si se materializan el resto de las obras hasta la S/E Digüeñes. Reitera que el tendido del segundo circuito entre Ancoa y Charrúa reporta ese enorme beneficio económico en gran parte porque es capaz de evacuar la energía de la nueva capacidad de generación localizada en la zona de Mulchén (y que requiere del sistema de 500 kV para llegar hasta Charrúa) y abastecer la misma zona.

La interesada sostiene que la evaluación económica que hace Acenor para discrepar del adelantamiento de las obras entre la S/E Ancoa y la S/E Digüeñes es incorrecta por lo siguiente:

- a) el análisis de Acenor se basa en capacidades instaladas, no en una simulación de despacho óptimo. Agrega que en efecto, mediante su ejercicio la discrepante reemplaza la simulación del despacho óptimo, por una simple distribución en función de la capacidad instalada de una tecnología en particular. Continúa señalando que Acenor obvia, por ejemplo, que las diferencias en los costos de operación que se transforman en beneficios, también se deben, por ejemplo, a que dentro de las consideraciones para realizar las simulaciones se encuentra el hecho del retiro de unidades a carbón del sistema y en especial de la zona de Coronel, o que los beneficios que identifica para las obras que Acenor estima beneficiosas se deben justamente a la consideración del parque generador (de todo tipo) en toda la zona sur, entre otros factores, que aporta tanto a los flujos como a los despachos óptimos del sistema. Añade que Acenor debiera presentar los estudios, simulaciones de despacho óptimo y casos correspondientes que permitieran identificar fehacientemente lo que plantea.
- b) la solicitud de Acenor en esta materia no es modificar la fecha de entrada de operación de las obras que discrepa (por ejemplo, de 60 a 84 meses), lo que hubiese sido consistente con su argumento de que no sería necesario "adelantar" las obras, sino que solicita eliminar estas obras del plan de expansión. Con ello, agrega, se produce una inconsistencia entre su solicitud y los planes de obras de los distintos EGPT, siendo que estos últimos no fueron cuestionados ni discrepados por Acenor. Para Alfa, de acogerse esta discrepancia, las obras que figuran en los distintos EGPT no tendrían cómo evacuar su energía al SEN, no ofreciendo Acenor alternativa o solución alguna para esta situación.

- c) la evaluación de Acenor, más que aportar información sobre la conveniencia o no de adelantar una obra, muestra lo sensible de su modelo a sus prorratas. Al efecto, Alfa muestra dos tablas con la estimación de prorratas para los años 2029 y 2030 destacando que las conclusiones cambian radicalmente, no solo en los resultados de la evaluación económica, sino que especialmente en la prorrata con base a la cual se calculan los beneficios. Afirma que, al considerar el año 2029 para elegir la distribución de capacidad instalada eólica para determinar las prorratas, deja de lado la operación y optimización del sistema de todos los años comprendidos en el horizonte de planificación (al menos 20 años). A su juicio esto no sería correcto porque los beneficios económicos (que efectivamente sí se pueden visualizar año a año) reflejan al sistema en su conjunto para el horizonte de planificación completo, y no para un año en particular. Prosigue la transmisora señalando que si esa distribución es sustituida por otra (incluso ya sea por otro año en el mismo modelo de Acenor) se llega a conclusiones significativamente distintas, por lo que, más que entregar información útil sobre si conviene adelantar un conjunto de obras o no, el ejercicio de Acenor muestra los efectos de escoger una u otra prorrata para repartir los beneficios. Para Alfa, lo anterior refuerza también el hecho de que los beneficios y su distribución se deben obtener de la realización de las simulaciones del despacho óptimo, el cual incorpora la interacción entre las distintas variables oferta (de todo tipo, no solo eólica), demanda, precios de combustibles, mantenimientos, entre muchos otros, y no como lo realiza Acenor.

En virtud de anteriormente expuesto, Alfa solicita al Panel ser considerada como parte interesada en la discrepancia de Acenor respecto al proyecto "Energización en 500 kV del Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur", así como también tener por formuladas las observaciones y, en definitiva, y solo en el caso que sea declarada admisible, rechazar la discrepancia de Acenor, particularmente sus solicitudes 1.1 a 1.4.

2.6.3 Presentación de Colbún

Colbún, en calidad de interesada, sostiene que las obras relacionadas con el Proyecto 500 kV son necesarias y oportunas.

La discrepante señala que el proyecto consiste en el desarrollo de once obras y que Acenor dividió esta discrepancia en dos grupos: (i) el primero lo componen obras ubicadas entre la S/E Ancoa y la S/E Digüeñes; y (ii) el segundo lo componen obras ubicadas entre la S/E Digüeñes y la S/E Tineo.

Señala que Acenor ha solicitado que se excluyan del ITF cuatro obras ubicadas entre la S/E Ancoa y S/E Digüeñes. Estas son:

1. Nueva S/E Digüeñes;
2. Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes;
3. Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes; y

4. Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM).

Colbún afirma que el primer argumento de la discrepante es que habría un error conceptual en la evaluación hecha por la Comisión, ya que al evaluar el adelanto de las obras correspondientes a este tramo solo habría considerado la diferencia de inversión entre un desarrollo en 500 kV y 220 kV, en circunstancias que “en los años anterior (sic) a 2032 no existen obras en 220 kV, lo que implica que el VATT a considerar para el adelanto de las obras debe ser VATT total de ellas en 500 kV”.

Agrega que el segundo argumento de Acenor es que la Comisión habría cometido un error al evaluar conjuntamente las obras y no en partes, de norte a sur, y de manera secuencial como lo habría solicitado la discrepante. Si bien, prosigue Colbún, la Comisión accedió parcialmente a su petición, de todas formas, no evaluó individualmente cada una de estas obras, las que - respecto a las que solicita remover- tendrían VAN negativo hasta el año 2032, por lo que no se justificaría su adelanto. De acuerdo con Acenor, agrega, esto contravendría el criterio expresado por el Panel en el Dictamen Nº 7-2021, en relación con la ampliación de la S/E Parinas.

La interesada destaca que en los términos en que está planteada esta primera petición, de ser acogida por el Panel se produciría el absurdo de que se mantendría dentro del ITF la Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli, que es dependiente de la construcción de las otras. A juicio de Colbún, lo anterior reflejaría una inconsistencia en el análisis, ya que no se entiende por qué una obra que quedaría “en el aire” podría ser eficiente económicamente. Continúa señalando que ello implicará la construcción de una obra que por sí sola no entregaría beneficios, toda vez que el Panel no puede pronunciarse sobre aspectos sobre los cuales no se haya planteado discrepancia, como sería el caso de esta obra.

En relación con la primera objeción planteada por Acenor, el supuesto error conceptual en el VATT considerado en la evaluación, Colbún sostiene que se trata de una observación que se hace por primera vez en la discrepancia, no haciéndose respecto del ITP en el que se habría utilizado la misma metodología. Agrega que ello, por sí solo, debiese descalificar la objeción de Acenor por cuanto no fue preparada en la forma que prescribe el artículo 113 del Reglamento de Transmisión y el artículo 28, literal g) del Reglamento del Panel, que requiere haber formulado la observación al ITP y que la Comisión haya perseverado en ella en el ITF, para que exista discrepancia susceptible de ser sometida al Panel.

La generadora indica que lo expresado por la Comisión en relación con el VATT considerado es más acotado que lo que pareciera dar a entender Acenor, ya que sólo se habría excluido el valor de construcción de algunas líneas que ya habían sido incorporadas en planes de expansión previos y no de todas las obras en 220 kV (como afirma la discrepante).

Por otro lado, continúa Colbún, respecto de las obras que Acenor solicita dejar fuera del ITF, tampoco sería claro de qué manera este hecho podría influir en la evaluación. Añade que sólo una de ellas, el aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén -Digüeñes, se proyecta sobre una línea que asume construida, mientras que los otros tres proyectos o son obras nuevas o no recaen sobre líneas. Para el caso de la línea 2x220

kV Mulchén – Los Notros tampoco sería aplicable esta observación, ya que se espera que esté operativa durante el año 2023.

En relación con la segunda observación de Acenor, sobre la evaluación independiente de las obras, Colbún sostiene que no existe un paralelo entre la situación tratada en la Discrepancia N°7-2021 en relación con la ampliación de la S/E Parinas, y la agrupación de obras que hace la Comisión en este caso. De hecho, agrega, como daría cuenta la respuesta de la Comisión a las observaciones de Acenor al ITP, la primera accedió a la evaluación por tramos en los términos propuestos por la segunda, propuesta que tuvo en consideración lo establecido por el Panel en dicha discrepancia. Según la interesada, la solicitud fue acogida por completo por la CNE, no parcialmente como Acenor declara, puesto que la Comisión evaluó los tramos dividiéndolos tal como Acenor requirió en su observación, por lo que en estricto rigor no existe una discrepancia en los términos establecidos en los artículos 113 del Reglamento de Transmisión y 28 letra g) del Reglamento del Panel de Expertos.

Colbún manifiesta que el Proyecto 500 kV es una obra imprescindible para poder evacuar los nuevos proyectos de generación que se instalarán en la zona centro-sur, por lo que es conveniente contar con cierta holgura en los proyectos constructivos que lo componen, para evitar que se produzcan “cuellos de botella” que impidan aprovechar sus beneficios completamente. Señala que sería un contrasentido económico que, por ahorrar el pago del VATT de estas obras por dos o tres años, se arriesgue el atraso de entrada en operación del proyecto completo, disminuyendo los beneficios sistémicos que se producirían a lo menos desde el año 2032 con todas las obras en servicio.

Colbún señala que Acenor objeta la incorporación de las siguientes obras entre la S/E Digüeñes y la S/E Tineo:

1. Ampliación en S/E Nueva Pichirropullil (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)
2. Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo
3. Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV

Según Colbún, Acenor objeta la incorporación de estas obras debido a que su plazo de desarrollo (60 meses) es inferior al del sistema entre Digüeñes y Pichirropulli (84 meses), del cual dependería para presentar beneficios. En este sentido el aumento de capacidad de transmisión asociado a la construcción de este tramo no sería aprovechado mientras no se incremente la capacidad entre Digüeñes y Pichirropulli y, por lo tanto, estas obras debieran ser excluidas del ITF.

Para la generadora, de acogerse esta solicitud, dejaría fuera a tres de las seis obras incluidas en este tramo y, al igual que en el caso de la primera solicitud, produciría un resultado ineficiente, puesto que las obras que quedarían, en los términos en que fueron ingresadas al ITF, -que no pueden ser modificados por no ser objeto de discrepancia- perderían parte importante de su utilidad para el sistema. Lo anterior, en opinión de la interesada, sería suficiente para rechazarla.

Colbún sostiene que, al igual que lo señalado respecto de las obras proyectadas entre S/E Ancoa y S/E Digüeñes, la relevancia del Proyecto 500 kV es tal que sería razonable proyectar la construcción de las obras con ciertas holguras de tiempo para asegurar que no se conviertan en “cuellos de botella” para el sistema de transmisión.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Colbún solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Acenor y, en consecuencia, mantener estas obras en el ITF en los términos establecidos por la Comisión.

2.6.4 Presentación de Transelec

Transelec señala que Acenor solicita en su discrepancia eliminar varias obras asociadas al Proyecto 500 kV. Al respecto, indica que Acenor divide su análisis en dos partes: eliminar una sección de las obras entre las SS/EE Ancoa y Digüeñes (solicitud N°1) y eliminar los proyectos entre las SS/EE Digüeñes y Tineo (solicitud N°2). En virtud de lo anterior, Transelec presenta los siguientes antecedentes para rebatir las dos líneas argumentativas de la discrepante.

- **Análisis tramo Ancoa - Digüeñes**

En primer lugar, Transelec se refiere a los argumentos respecto de los errores en la evaluación económica de la CNE del tramo Ancoa – Digüeñes, en particular, que la CNE habría considerado un AVI+COMA incorrecto.

La empresa indica que el caso base sobre el cual se evaluó el proyecto de energización de 500 kV corresponde a lo que estaría decidido para la zona sur, esto es las nuevas líneas 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos y 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, energizadas en 220 kV, según el Decreto N°4 de 2019. Señala que ambas líneas contemplan un plazo constructivo de 84 meses y que actualmente se encuentra en desarrollo el Estudio de Franja. Indica que, si dicho estudio finaliza en diciembre del presente año, el Reglamento de Transmisión prescribe que el CEN tiene ocho meses para licitar y adjudicar el proyecto, por lo que, ambas líneas podrían entrar en servicio el segundo semestre de 2031. Agrega que ese sería el escenario que está decidido para la zona sur, con un aumento de capacidad recién para el 2031.

Por otro lado, prosigue, el proyecto también contempla la modificación del tramo Entre Ríos – Ciruelos, introduciendo una conexión intermedia en la zona de Mulchén (S/E Digüeñes). De esta forma, agrega, se configuraría un primer tramo de 500 kV de menor longitud que la línea Entre Ríos – Ciruelos y por lo tanto de un menor plazo constructivo. La empresa presenta una tabla con las longitudes de los distintos tramos de línea.

Tabla: Comparación distancias de tramos de línea proyecto decidido y propuesta CNE.

Proyecto	Tramo	Longitud (km)
Proyecto Decidido Decreto N°4	Entre Ríos - Ciruelos	300
	Ciruelos - Pichirropulli	70
Proyecto Propuesto CNE	Entre Ríos - Digüeñes	80
	Digüeñes - Pichirropulli	290

Transelec señala que con la modificación propuesta se podría lograr una puesta en servicio anticipada de la línea Entre Ríos – Digüeñes y, por consiguiente, con un aumento en la capacidad respecto al proyecto original. Esto, indica, puede haber sido el objetivo perseguido por la Comisión, considerando la proliferación de proyectos eólicos en el sur del sistema.

La empresa indica que el VI de las líneas 2x500 kV Entre Ríos - Digüeñes y 2x500 kV Entre Ríos – Pichirropulli no debiese incluirse en la evaluación de costos, ya que constituirían una homologación de los proyectos “Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, energizado en 220 kV” y “Nueva Línea 2x500 kV Ciruelos – Pichirropulli, energizado en 220 kV”, cuyo mérito ya fue evaluado en el Plan de Expansión 2017. Señala que lo que sí debe considerarse son los VI de las modificaciones al proyecto original, incluyendo el propio de las obras complementarias al mismo.

De esta forma, continúa, y dado que la evaluación económica del Proyecto 500 kV, incluida en el ITF, muestra beneficios en todos los años analizados, incluidos aquellos entre 2029 y 2032, se podría adelantar la puesta en servicio del tramo Entre Ríos – Digüeñes.

La empresa también se refiere al argumento de Acenor, en cuanto a que la ejecución del Proyecto 500 kV tendría perjuicios económicos para la zona comprendida entre Digüeñes y Entre Ríos. Señala que la asociación se basó en una prorrata de los ahorros de costos de operación y falla entre la zona comprendida entre Charrúa y Ancoa (norte) y la zona comprendida entre Digüeñes y Entre Ríos (sur), a las que luego se les restó los AVI+COMA de las obras asociadas a cada zona.

Transelec hace notar que los porcentajes de prorrata utilizados se basan en la capacidad de los proyectos a emplazar en cada zona, criterio que considera discrecional y sin fundamento sistémico. En opinión de la empresa, los ahorros de costo de operación de la zona norte de este proyecto (Charrúa – Ancoa) no pueden desacoplarse de los de la zona sur (Entre Ríos – Digüeñes), debido a que parte de esos beneficios se deben justamente al aumento de capacidad que se genera en la zona sur, que permite lograr mayores inyecciones de sur a norte.

Señala que el proyecto de energización en 500 kV es una obra que permitirá un mercado eléctrico común y, por tanto, generará beneficios a la operación de todo el SEN, por lo que su evaluación debiera realizarse en dicho mérito, y no de manera parcializada por zona, como propone Acenor.

Finalmente, Transelec señala que la evaluación realizada por Acenor no está en línea con el Reglamento de Transmisión, instrumento legal que rige en esta materia. Indica que dicho reglamento no prescribe la división de los ahorros de costos de operación por zonas, como propone Acenor. Agrega que la propuesta de la asociación sería subjetiva y tendría un sesgo que subestima los beneficios económicos del proyecto.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transelec solicita al Panel rechazar la solicitud N°1 de Acenor relacionada con la eliminación del Proyecto 500 kV entre Ancoa y Digüeñes.

- **Análisis tramo Digüeñes - Tineo**

Transelec indica que la solicitud de Acenor, en orden a eliminar del plan los proyectos entre las SS/EE Digüeñes y Tineo está basada en la diferencia entre los plazos constructivos de las distintas obras. Señala que el tramo Digüeñes – Pichirropulli tiene 84 meses y que las obras asociadas al Proyecto 500 kV entre Pichirropulli – Tineo tienen 60 meses. De esta forma, señala, Acenor argumenta que esos 24 meses hacen posible la postergación de las obras.

Al respecto la empresa indica que los flujos esperados muestran que el corredor de 220 kV Tineo – Frutillar Norte – Rahue – Pichirropulli presentará congestiones en los próximos años, por lo que el Proyecto 500 kV de la línea Tineo – Pichirropulli, además de ser una parte de la obra global de aumento de capacidad del sistema de transmisión entre Tineo y Entre Ríos, también sería una solución para las congestiones que se esperan en el corredor paralelo de 220 kV.

Transelec hace referencia a la propuesta del CEN de aumentar la capacidad del corredor 220 kV Tineo – Frutillar Norte – Rahue – Pichirropulli, argumentando que la obra promovería una mayor oferta, facilitando la competencia y evitando congestiones entre Pichirropulli y Tineo. Señala que, de acuerdo con el CEN, el mencionado corredor presentaría congestiones a partir del 2030, fecha que prácticamente coincidiría con la entrada del proyecto de energización en 500 kV.

Transelec también hace referencia a la evaluación del CEN del aumento de capacidad de la línea 220 kV Tineo – Pichirropulli, que entregaría beneficios, de hasta 180 millones de USD, en todos los escenarios analizados. Agrega que en tal sentido, y dado que el Proyecto 500 kV de la línea Tineo – Pichirropulli también permite un aumento de capacidad en las transferencias de sur a norte y reduce la cargabilidad de las líneas de 220 kV, al generar un corredor paralelo de 500 kV, la empresa concluye que el proyecto no sólo forma parte de una obra global de energización en 500 kV, sino que también permitirá resolver la problemática detectada por el CEN.

Transelec indica que la promoción conjunta de las obras asociadas al Proyecto 500 kV obedecería a capturar eficiencias constructivas y de tramitación socioambiental. En efecto, continúa, promover de forma parcializada las obras del proyecto expone a que el proyecto sea considerado por las autoridades competentes como fraccionado, lo que es una ilegalidad. Esto, prosigue, podría generar tramitaciones adicionales a obras en etapas avanzadas de evaluación socioambiental, que podrían requerir reevaluarse por la existencia de obras complementarias al proyecto inicial.

Concluye Transelec que sería importante que, para efectos de una tramitación óptima a nivel socioambiental, que el Proyecto 500 kV se tramite en conjunto y no parcializado, como solicita Acenor.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Transelec solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Acenor.

2.6.5 Presentación de WPD

WPD se hace parte en esta discrepancia en calidad de interesada Señala que este proyecto consiste en el desarrollo de once obras de expansión en el STN, por un total de 718 millones de dólares, con plazos de desarrollo que van desde los 24 a los 84 meses, a lo largo de 800 kilómetros del sistema de transmisión.

WPD indica que el Proyecto 500 kV incluye las obras que permiten: (i) adelantar las obras del tramo Entre Ríos – Digüeñes, eso es, “Nueva S/E Digüeñes”, “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes”, “Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes”, y “Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)”; y (ii) energizar en 500 kV el tramo Pichirropulli – Tineo, esto es, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATMT) y nuevo patio 500 kV (IM)”, y el proyecto “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”.

La empresa señala que Acenor indicó que las obras del Proyecto 500 kV “no entregarían beneficios al sistema” y que su evaluación económica por el criterio de eficiencia operacional no cumpliría con los criterios requeridos para su incorporación al Plan de Expansión 2022.

Por su parte, continúa, la CNE respondió a las observaciones presentadas al ITF, indicando que se habían vuelto a revisar las evaluaciones asociadas a las obras en cuestión, considerando ciertos ajustes, concluyendo que, para la obra que contempla la energización solo hasta la S/E Digüeñes, existen beneficios positivos en al menos el 50% de los escenarios analizados. De igual manera, prosigue, para la CNE, el Proyecto 500 kV hasta S/E Tineo también evidenciaría beneficios netos positivos en al menos 50% de los escenarios analizados. Adicionalmente, continúa, la CNE obtuvo beneficios netos positivos en al menos 50% de los escenarios respecto de la S/E Pichirropulli, expresando que los resultados darían cuenta que es más eficiente el desarrollo completo de la obra que realizarla en etapas.

WPD señala que actualmente suministra bloques de energía a empresas distribuidoras del SEN a través del Parque Eólico Malleco, adjudicados mediante el Proceso de Licitación 2015-01. Por ello, es de su interés que se lleven a cabo las obras del ITF de manera de evitar situaciones de estrechez en las líneas de transmisión, en especial, en la zona sur del SEN.

La empresa dice coincidir con lo expuesto por la CNE en sus respuestas a las observaciones mencionadas y solicita rechazar la discrepancia N°1 de Acenor. Lo anterior, en vista del deber que tendría la CNE de asegurar y garantizar la minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando posibles indisponibilidades de infraestructura energética, entre otros. Esto, señala, considerando la cantidad de solicitudes de acceso a la red al sur de la S/E Charrúa y el plan de obras indicativo incluido en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo del primer semestre de 2023 que proyecta 3,27 GW de nuevos parques eólicos en la citada zona a la fecha de puesta en servicio del Proyecto 500 kV.

La empresa indica que, de acuerdo con la propuesta de expansión de la transmisión, durante el 2023 se conectarán a la red 4,3 GW de nuevos proyectos de generación. Indica que esto

supondría un problema, dado los menores plazos de implementación y puesta en servicio de estos nuevos proyectos, en comparación con los proyectos de transmisión. Lo anterior, continúa, considerando la situación actual de vertimientos por restricciones en el sistema. En dicho sentido, señala WPD, el objetivo de la Ley de Transmisión, en particular del artículo 87 de la LGSE, es lograr la creación de un mercado eléctrico común, que abasteciera la demanda a mínimo costo, eliminando los riesgos de desacoples. Sostiene que sin embargo, acoger lo planteado por Acenor implicaría afectar dicho principio y eventualmente continuar impactando la estabilidad económica para los actores del sistema. Para esto, continúa, se debe considerar lo establecido por la SEC, sobre el principio de seguridad en el sistema eléctrico:

“(...) abarca múltiples dimensiones, siendo una de ellas la seguridad económica del sistema, ya que para mantener la sustentabilidad operativa del sistema eléctrico, es necesario mantener la sostenibilidad económica que permita contar a los suministradores con capacidad de financiar los gastos presentes y futuros, y asegurar las inversiones para garantizar el suministro eléctrico.” (Resolución Exenta 35.026 de fecha 19/11/2021).

Al respecto, remarca la empresa, la SEC, en virtud de lo establecido en el art. 3º, N°34 tiene la facultad de “Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias (...)”.

WPD concluye que el retraso de nuevas instalaciones de transmisión implicaría el riesgo de continuar con el vertimiento de inyecciones de energía de fuentes renovables variables, el cual se acrecentaría durante el 2023 con la conexión de 4,3 GW de nuevos proyectos. Por tanto, a su juicio sería importante considerar la sostenibilidad económica del sistema como un todo.

La empresa indica que durante el 2022 se registraron 1.436 horas en la barra Charrúa con costo marginal cero USD/MWh. Asimismo, continúa, el 83% de dichas horas ocurrieron durante el bloque diurno. Señala que al sur de la S/E Charrúa, se registraron más de 300 horas en barras de inyección de energía con costo marginal igual a cero en horas de la madrugada. Este fenómeno, indica, sería conocido como “desacople” del SEN producto de las restricciones que enfrenta, lo que sería contrario al objetivo de la Ley de Transmisión. Indica que durante el año 2023 se ha profundizado la exposición del parque generador y su inyección de energía a costo marginal cero. En tal sentido, afirma que a marzo de 2023, algunas barras ya duplicaban los valores reportados en el 2022.

Respecto del punto de Acenor sobre la falta de una identificación de los proyectos de generación que se conectarían al sistema, WPD indica que de conformidad al Informe de Precio Nudo de Corto Plazo de fecha enero de 2023, solo a diciembre del año 2025 habría 601 MW en obras de generación comprometidas. Agrega que de acuerdo al mismo informe, existirían unos 3.270 MW de capacidad en obras de generación indicativas, que estarían disponibles entre abril del año 2027 y enero del año 2031.

La empresa señala que si se acogen las solicitudes de eliminación de las obras solicitadas por Acenor, la generación mencionada se verá perjudicada, producto de las actuales restricciones

de transmisión al sur de la S/E Charrúa. Además, prosigue, no se darían las señales necesarias para el desarrollo de generación renovable en la Región de Los Lagos y en la zona sur del SEN. WPD recalca la importancia de tener una matriz de generación eléctrica diversificada territorialmente y que inyecte en horarios distintos para el avance de la política de descarbonización del SEN.

WPD indica que la Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética del Ministerio identifica a la transmisión como habilitante para la transición energética, por lo que un eventual retraso de las obras objeto de la presente discrepancia iría en sentido contrario.

Por otro lado, prosigue, el artículo 87 de LGSE y el artículo 73 del Reglamento de Transmisión, establecen que la planificación de la transmisión debe realizarse considerando, entre otros, la minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como atraso o indisponibilidad de infraestructura energética. De esta forma, señala, el proceso debe contemplar holguras o redundancias, las que son necesarias para el diseño de las redes, ya que permiten responder ante escenarios desajustados a menor costo que un sistema ajustado; permiten la integración técnica y económica, y facilitan el financiamiento de proyectos de generación alejados de los centros de consumo; habilitan una mayor competencia en el sector generación lo que redundará en una baja en los costos marginales y en los costos de operación de largo plazo del sistema, beneficios que son traspasables al consumidor final.

De esta forma, concluye, las solicitudes de eliminación de obras de Acenor sería contraria a una planificación con holguras y redundancias.

Continúa señalando que el artículo 75 del Reglamento de Transmisión establece que,

“en casos excepcionales y por razones económicas, de eficiencia o seguridad, tales como, el surgimiento de nuevos antecedentes que den cuenta de la imposibilidad de materializar un proyecto decretado en un Plan de Expansión o la necesidad de modificar las especificaciones originalmente establecidas, la CNE podrá modificar en un nuevo Proceso de Planificación las Obras Nuevas o de Ampliación establecidas con anterioridad, siempre que éstas no hubiesen sido adjudicadas por el Coordinador”.

Según WPD del citado artículo se desprendería que las observaciones de Acenor no configuran un caso bajo el cual la CNE podría eliminar las obras señaladas en el ITF.

La empresa luego hace referencia al impacto que habría tenido la Discrepancia N°26-2023, sobre la Minuta de Operación DAOP N°03-2021 “Control de transferencias en la línea 2x220 kV Frutillar Norte – Puerto Montt” que generó un impacto financiero en diversos actores, varios de ellos suministradores de clientes regulados.

WPD señala que si bien se ha incrementado la generación renovable y se han cerrado carboneras, se hace urgente el desarrollo de la transmisión para que la energía renovable llegue a tiempo y en la calidad necesaria. En tal sentido, agrega, la falta de desarrollo de la transmisión afectaría tanto a los actores del sector, que no pueden planificar sus inversiones, así como para las políticas públicas de desarrollo sostenible, como la descarbonización. Por

tanto, prosigue, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión, se deben minimizar los riesgos en el abastecimiento, considerando atrasos en el desarrollo de la infraestructura. En tal sentido, agrega que no se puede considerar una postura como la de Acenor, que parte de una premisa contraria, en cuanto a que no existirían retrasos. Por tanto, concluye, en cuanto a lo que es el desarrollo de la transmisión, se debiera considerar un principio de realidad.

A modo de referencia, señala que basta observar el nivel de retrasos de las obras licitadas y adjudicadas con anterioridad a la presente fecha. En tal sentido, a su juicio no solo se debiera considerar si las obras generan un efecto positivo o negativo en el primer año, si no considerar una visión de largo plazo. En caso contrario, agrega, las futuras obras de transmisión ya sean obras nuevas o de ampliación, correrían el riesgo de atraso y de no poder maximizar los beneficios positivos asociadas a las mismas. Afirma que, en dicho sentido, la Agenda Inicial para el Segundo Tiempo indica que, de los procesos de licitación de obras de ampliación entre 2017 y 2022 (311 obras licitadas), 27% de las obras están paralizadas debido a algún conflicto y un 48% está con un retraso significativo.

En este contexto, WPD indica que los retrasos en ejecución de la transmisión, según lo planteado por Acenor, entregaría señales contradictorias en términos de desarrollo de una matriz de generación renovable, diversificada geográficamente.

En presentación complementaria, WPD señala que la discrepancia de Acenor no considera las consecuencias de eliminar las obras discrepadas, sin dar una alternativa para complementar las falencias que dicha eliminación causaría. En particular, expone que Acenor solicitó que se eliminaran las siguientes obras:

- a) Nueva S/E Digüeñes;
- b) Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes;
- c) Nueva línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes;
- d) Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM);
- e) Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM);
- f) Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo; y
- g) Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM).

WPD señala que lo solicitado por Acenor no tendría sentido dado que, de acogerse la discrepancia la línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli quedaría sin posibilidad de ejecución, y por lo tanto, sin la eficiencia operacional que traería al sistema. Esto debido a que la viabilidad de dicha línea quedaría dependiente del desarrollo de las obras descritas en a) y e). En efecto, señala, si se elimina la S/E Digüeñes y no se amplía la S/E Nueva Pichirropulli, la línea mencionada no tendría ni principio ni fin, quedando sin un sustento operacional y, en definitiva, sin posibilidad de ejecución.

La empresa indica que el Proyecto 500 kV constituye un eslabón clave en el desarrollo de la transmisión nacional, así como una forma de descongestionar la zona sur, dadas las nuevas fuentes de energía renovable que se instalarán en los próximos años en esa zona. Agrega que las citadas obras cuentan con el análisis previo del CEN, y que fuera considerado por la CNE en el Plan de Expansión 2022.

La empresa afirma que si se acoge la discrepancia de Acenor se afectará la ruta crítica diseñada para suplir las falencias del STN y descongestionar la zona sur.

Respecto de la licitación de las obras, WPD señala que acceder a la solicitud de Acenor afectaría el proceso de licitación de la construcción y desarrollo de la línea anteriormente señalada, toda vez que los oferentes que participen tendrían dificultades para cumplir con los hitos en las bases de licitación.

La empresa se refiere en particular a dos hitos que conforman la ruta crítica de un proyecto. Indica que en un primer hito, se deben entregar las memorias de cálculo del proyecto con sus principales especificaciones técnicas y operacionales. Señala que, para líneas de transmisión, se debiera incluir el trazado proyectado de la línea con el cuadro de coordenadas y esquicio de ubicación. En tal sentido, agrega que si no se cuenta con puntos de partida y de llegada, no se podría presentar la información requerida.

Agrega que el segundo hito de relevancia y que dificultaría la licitación, es el inicio de la construcción, que requiere la obtención de una Resolución Calificación Ambiental. La empresa señala que la obtención de la citada resolución se ha ido complicando por nuevas exigencias de la autoridad ambiental en los últimos años. Agrega que, de acuerdo con pronunciamientos de la autoridad ambiental, algunos proyectos son rechazados por requisitos que no estarían regulados en la normativa aplicable. La empresa sostiene que, en el caso en comento, el desarrollador no podrá presentar el proyecto de la 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli a la autoridad ambiental dado que no le será posible describir adecuadamente el proyecto en todas sus partes y elementos y el objetivo que tiene la construcción de este. Asimismo, prosigue, no sería posible justificar la localización de la partida y la llegada, y por ende, describir su línea de base y los impactos en el medio ambiente. Para la empresa sería evidente que para poder desarrollar el presente proyecto, este debe estar acompañado de una S/E que se adecue a sus características, y de ser posible, realizar una evaluación conjunta de ambos proyectos para evitar un eventual caso de fraccionamiento.

WPD señala que la eliminación de las obras discrepadas dificultaría la licitación y podría impedir la realización de esta línea, dada la imposibilidad de su ejecución y la dificultad de su desarrollo. Por ello, para la empresa sería fundamental mantener las obras discrepadas dentro del plan y, como estaría previsto, condicionar la respectiva licitación a la adjudicación de las obras impugnadas.

Desde un punto de vista económico, la empresa indica que las obras discrepadas tienen por objeto fomentar la oferta y facilitar la competencia del mercado eléctrico. Señala que las obras del Proyecto 500 kV muestran una eficiencia económica en más del 50% de los escenarios, justificando su incorporación al plan.

Según WPD, si no se ejecutan las obras discrepadas y como consecuencia se imposibilita la ejecución de la línea 2x500 kV Digüeñes - Nueva Pichirropulli, la proyección económica del Plan de Expansión 2022 se alteraría considerablemente, dado que dichas obras fueron analizadas en su conjunto. En tal sentido, indica, sin esta línea y las obras discrepadas, no se alcanzarían los objetivos respecto de la eficiencia operacional y económica. Agrega que si no se realizan las obras discrepadas, el operador de la línea no recibiría ingresos ya que no podría entrar en operación. Por lo tanto, prosigue, ninguna empresa estaría dispuesta a operar y construir una línea que no le significa beneficios económicos.

La empresa señala que, en las respuestas de la CNE a esta discrepancia, la Comisión se allanó a dos materias presentadas por Acenor.

De acuerdo con WPD, el allanamiento de la CNE afectaría a los particulares e interesados que participaron del proceso del Plan de Expansión 2022, impidiéndoles defender sus intereses y presentar sus observaciones, por lo que a su juicio el actuar de la CNE constituiría una falta grave a las normas y principios propios de la actuación de los órganos del Estado.

Indica que los interesados tienen dos oportunidades para reclamar u observar en el presente procedimiento (art. 91, LGSE). La primera, observando el ITP; y, una segunda, a través de la presentación de discrepancias. Para el caso en comento, ambas oportunidades tendrían sus plazos vencidos. Añade que si la CNE pretendiera modificar el ITF, dicha facultad debería haber sido ejercida durante la elaboración del plan y no en instancias de la discrepancia, en que los interesados ya no pueden oponerse a dicha decisión.

La empresa afirma que el allanamiento evitaría que WPD y los demás interesados conocieran, debidamente, los fundamentos de la citada decisión. Así, concluye la empresa, la CNE no habría respetado los principios del debido proceso administrativo.

Por otro lado, continúa, la conducta de la CNE habría creado en WPD y demás interesados la expectativa de que las obras incluidas en el ITF, luego de recibidas las observaciones en su elaboración, se mantendrían en él y que la CNE las consideró adecuadas para la expansión del STN. Señala que, dado que el proceso se llevó a cabo en cumplimiento de las normas que fija la LGSE, WPD y los demás interesados no pudieron prever que la misma institución que dictaminó el informe, luego se retractaría de incluir obras que fueron consideradas críticas.

WPD señala que el "principio de confianza legítima" impone a los órganos del Estado un deber de actuación coherente, anticipando los cambios que puedan existir, y con un plazo que proteja a terceros que se hayan adecuado a los criterios expresados por la autoridad. En tal sentido, prosigue, la CNE no podría allanarse, contradiciendo sus propios actos, pues debe proteger la legítima confianza que los interesados depositan en la autoridad.

WPD dice haber puesto su confianza en la CNE, por lo que no presentó las obras del Proyecto 500 kV al Plan de Expansión 2022, toda vez que no había motivos para sostener que dichas obras serían excluidas por la CNE del ITF. Por otro lado, la empresa afirma que ya no puede incluir las obras señaladas después del allanamiento de la CNE, dado que el plazo para hacerlo venció.

Por tanto, sintetiza la parte, quedaría en evidencia que el actuar de la CNE contraviene los principios y normas de la administración del Estado y que rigen el procedimiento de planificación de la transmisión, dejando a los interesados en un estado de indefensión y a merced de las decisiones que considera arbitrarias de la CNE.

La empresa también se refiere al impacto económico que tendrían las obras para los actores del SEN. Al respecto, menciona que la Ley de Transmisión tenía por objeto la creación de un mercado eléctrico común, que abasteciese la demanda a menor costo. Sin embargo, continúa, la posición planteada por Acenor afectaría dicho objetivo e impactaría en la estabilidad económica para los actores del SEN. Sobre este punto, señala que, de acuerdo a lo expresado por la SEC¹, el principio de seguridad no puede limitarse en una dimensión operacional, sino que debe tener una visión global, en la que los clientes libres representados por Acenor asuman un mayor costo, cuando es en beneficio de todo el SEN. Por tanto, prosigue, el retraso en el desarrollo de nuevas instalaciones implicaría el riesgo de continuar con el vertimiento o reducción de inyecciones de energía renovables, con lo que dicho retraso generaría efectos en la seguridad económica del sistema, con futuros eventos de congestiones que implicarían desacoples de los costos marginales entre las barras del STN. Por todo lo anterior, concluye, debe considerarse la sostenibilidad económica del sistema como un todo.

En virtud de lo anteriormente expuesto, WPD solicita al Panel tener presente las observaciones complementarias formuladas en su presentación, y en definitiva rechazar íntegramente la primera discrepancia de Acenor y proceder a ordenar que se mantengan las 11 obras allí dispuestas contenidas en el Proyecto 500 kV.

2.6.6 Presentación de la CNE

Respecto de lo señalado por la discrepante sobre la necesidad de postergar la incorporación del tramo Ancoa – Entre Ríos – Digüeñes, con base a que el VI empleado por la CNE en el ITF sería inferior al correcto, la CNE señala que la obra en cuestión se inscribe dentro de un proyecto que considera un grupo de once obras complementarias entre sí, y que no sería correcto concluir que, debido a un error en los análisis, no es pertinente la incorporación de las obras del tramo norte de la propuesta.

La CNE indica que el citado error en el VI empleado para analizar los beneficios del adelanto en la entrada en operación del tramo norte se produjo al utilizar el VI de energizar la línea de 220 kV a 500 kV, cuando en realidad, para el caso base, la obra entraría en operación en una fecha posterior, con el consecuente ahorro del VATT respectivo. En tal sentido, la CNE reconoce el error planteado por la discrepante.

La Comisión luego se refiere al segundo punto planteado por Acenor, respecto de un supuesto subsidio entre el "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa" y el tramo norte.

¹ Resolución Exenta de la SEC N°35.026 de fecha 19 de noviembre de 2021

Agrega que la discrepante utiliza una aproximación con base a proporciones que no serían correctas y que la lleva a concluir erróneamente de la existencia del subsidio señalado.

Para mostrar que los beneficios operacionales que son atribuibles a cada obra, la CNE indica que realizó una simulación considerando el adelanto del tramo norte, que arroja como resultado que en todos los escenarios los beneficios sean positivos. Los flujos anuales de tal simulación se muestran en la siguiente tabla.

Evaluación económica adelanto tramo norte (anualizado)

Beneficios	BP_E48_V7 - BP_E38_V7					
Proyecto	Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro Sur hasta S/E Digüeñes a 2029 (Con línea)					
PES	ene-29					
Año	ESC-1	ESC-2	ESC-3	ESC-4	ESC-5	AVI
2022	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-
2029	- 2.7	9.8	4.4	- 2.3	4.7	- 10.8
2030	- 0.5	5.4	2.7	- 0.0	9.6	- 10.2
2031	1.1	12.2	5.2	- 0.2	18.6	- 9.6
2032	18.1	36.8	17.1	5.8	45.2	- 9.1
2033	33.0	106.5	49.2	18.6	125.5	- 8.5
2034	42.7	141.7	67.9	25.4	135.5	- 8.1
2035	58.1	179.0	93.6	41.0	155.5	- 7.6
2036	64.7	209.8	104.8	48.7	176.3	- 7.2
2037	72.5	225.7	120.9	57.3	194.4	- 6.8
2038	82.3	237.5	118.2	66.1	229.6	- 6.4
2039	84.9	256.3	138.0	75.5	249.7	- 6.0
2040	86.9	258.0	156.0	74.2	267.2	- 5.7
2041	89.4	250.8	164.3	69.9	289.3	- 5.4
2042	100.1	296.4	176.7	66.2	312.9	- 5.1
Total	731	2,225.9	1,219	546	2,214	- 106
VP Perpetuidad	1,454	4,237.0	2,614	1,102	4,576	- 84
Costo con Perpetuidad	2,185	6,462.9	3,833	1,648	6,790	- 191

La CNE indica que la simulación presentada consiste en adelantar el tramo norte, considerando el segundo circuito como caso base, en el entendido de que su diferencia corresponde al valor que entregaría el citado segundo circuito en relación con la composición de ambas obras.

Señala que las simulaciones consideran un aumento del límite de transmisión en el tramo de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, producto de la mejora en las condiciones de transmisión desde el sur de la S/E Entre Ríos hacia el norte, por la energización en 500 kV del tramo norte y por la incorporación de la S/E Digüeñes y sus unidades de transformación 500/220 kV. Agrega que, sin embargo, en esta última simulación dicho aumento no se consideró de manera de contar con una estimación conservadora de los beneficios que entregaría el adelanto del tramo norte.

Con base a los resultados planteados, la CNE concluye que lo indicado por la discrepante no sería correcto, ya que los beneficios del adelanto del tramo norte (en conjunto con el segundo circuito) serían superiores a los del caso base considerado.

Respecto de los tramos centro y sur, la CNE reitera que las obras discrepadas corresponden a un grupo de obras complementarias entre sí. En particular, respecto de las obras "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Pichirropulli" ("tramo centro"), "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio de 500 kV" ("tramo sur") y "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio de 500 kV" ("ampliación en Tineo"), la CNE hace presente que la discrepante argumenta que la diferencia en los plazos de ejecución del tramo centro (84 meses) y sur (60 meses), generaría una ineficiencia en términos económicos, ya que se estaría pagando el VATT asociado al tramo sur y las ampliaciones en Tineo y Pichirropulli, antes de la entrada del tramo centro. En tal sentido, la CNE señala que según la discrepante no se habría demostrado que la ejecución del tramo sur y de la ampliación en Tineo sean necesarias antes de la entrada del tramo centro, por lo que la asociación solicitaría su eliminación del plan.

Al respecto, la Comisión reitera que las obras cuestionadas son parte del proyecto completo que, entre otros aspectos, atiende las necesidades del sistema de 220 kV paralelo a la línea 2x500 kV Tineo – Pichirropulli, energizada en 220 kV. En particular, señala que durante la etapa de análisis preliminar, se determinó la pertinencia de ejecutar una licitación conjunta, incluyendo las ampliaciones de instalaciones existentes para la conexión de los tramos norte y centro (obras nuevas), de manera de resguardar el correcto desarrollo del proceso licitatorio y así acotar los posibles inconvenientes de orden práctico que pudieran presentarse durante la entrada en operación de los tramos considerados.

Continúa señalando que, a la luz de los antecedentes presentados por la discrepante, se profundizó el análisis respecto de las obras del tramo sur y las ampliaciones en Tineo y Pichirropulli, concluyendo que la ampliación en Pichirropulli, que conecta al tramo centro (obra nueva), es necesaria para el buen desarrollo de la licitación, ya que entregaría certezas sobre el punto al que se deberá conectar dicha obra y acota los riesgos de coordinación en las pruebas del proceso de sus puestas en servicio.

Con respecto a las obras ampliación de Tineo y del tramo sur, la CNE expone que ha concluido que es factible su postergación y su incorporación en planes posteriores (en particular se le consideraría en el Plan de Expansión 2023), dado que estas no interfieren con el desarrollo del resto de las obras. El retraso permitiría también el análisis de otras alternativas de expansión, o de carácter operativo, a efectos de permitir un aumento en la capacidad entre Tineo y Pichirropulli en 220 kV.

En consecuencia, la CNE se allana a lo solicitado en las solicitudes 2.2 y 2.3, en cuanto a eliminar del Plan de Expansión 2022 las obras "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli–Tineo" y "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)".

En presentación complementaria la CNE destaca que el fundamento para incluir la S/E Pichirropulli radica en establecer un punto para el desarrollo y conexión de la "Nueva Línea

2x500 kV Digüeñes–Nueva Pichirropulli” (tramo centro). Señala que si no existe claridad respecto del punto de conexión, la construcción de la citada línea podría presentar dificultades que signifiquen retrasos en su ejecución, con la consiguiente pérdida de beneficios en la operación SEN.

La CNE reconoce que la instalación adelantada de los equipos de transformación en S/E Pichirropulli no sería una condición deseable para el sistema, pero que, dado que el proyecto se planteó como una sola obra, no sería posible separar la ampliación del patio de 500 kV con los transformadores AT/AT. Por otro lado, continúa, no sería factible postergar el tramo centro, debido a que requiere un mayor plazo constructivo, siendo su puesta en servicio compatible con su inclusión en este proceso. Su postergación, señala, generaría pérdidas importantes en los beneficios económicos para el sistema.

La Comisión afirma que licitar en conjunto el tramo centro y la Ampliación en S/E Pichirropulli entregaría certidumbre al adjudicatario respecto del lugar donde debe llegar la línea de 500 kV en su extremo sur, evitando retrasos en su puesta en servicio por motivos asociados a la conexión de la línea, y la consiguiente pérdida de beneficios para el SEN. Esto, indica, consideraría las complejidades desde el punto de vista constructivo de la línea, que implicaría no tener un punto definido en su extremo sur. Continúa señalando que en caso de no existir un punto de conexión predefinido, se tendría que esperar a que se complete la obra de ampliación en S/E Pichirropulli.

La CNE cita el caso de la Discrepancia N°41-2023, presentada por Conexión Kimal Lo Aguirre S.A., que solicitó la modificación de la obra “Ampliación en S/E Kimal 220 kV (IM)” para resguardar la correcta ejecución en tiempo y forma del Proyecto HVDC. Señala que en dicha discrepancia la empresa enfatizó la relevancia de contar con un punto de conexión definido para la línea, y las dificultades que enfrentaría ante cualquier modificación de la acometida de los circuitos, lo que podría resultar en cambios en las ingenierías, en el estudio de impacto ambiental, en las inversiones, entre otros.

La Comisión presenta un análisis de minimización del máximo arrepentimiento, evaluando los efectos que podría tener un eventual retraso en la puesta en servicio del tramo centro, comparándolos contra la decisión de mantener la S/E Pichirropulli en el presente plan. El análisis, indica, evalúa económicamente el riesgo de las distintas decisiones. Indica que calculó la pérdida de beneficios por el retraso en la entrada del tramo centro y el costo de mantener los transformadores en la S/E Pichirropulli en el presente plan. Agrega que también consideró un retraso en el Proyecto 500 kV de la línea 2x220 kV Pichirropulli – Tineo (tramo sur), a cuya eliminación del plan se allanó, pero que tendría beneficios que dependen del tramo centro. Señala que considerar a esta obra en el presente análisis corresponde a un caso conservador.

De esta forma, la CNE calcula el arrepentimiento para los siguientes casos:

- a) Mantener la obra S/E Pichirropulli, con VATT desde el 2029, y entrada en operación de los tramos centro y sur el 2032.

b) Mantener la obra S/E Pichirropulli, con VATT desde el 2029, y con un eventual atraso de los tramos centro y sur, por causas ajenas al presente plan.

c) Atraso de un año del tramo centro, por falta de un punto de conexión, considerando de forma conservadora el VATT de los tramos centro y sur con un año de atraso, reflejando las pérdidas de beneficio por costo operacional y no por una entrada desfasada de las obras.

Señala que para el caso a), el ITF define el VI referencial de la S/E Pichirropulli en aproximadamente 42 millones de USD, con un VATT de 2,6 millones de USD promedio entre enero de 2029 (entrada Ampliación de S/E Nueva Pichirropulli) y julio de 2032 (entrada tramos centro y sur). Así, indica, durante ese periodo se generan 10,3 millones de USD de arrepentimiento por VATT, por concepto de mantener sin uso los transformadores.

Indica que en el caso del literal b), si el tramo centro se retrasa por causas no relacionadas al plan de expansión, el arrepentimiento por VATT llegaría a 12,9 millones de USD entre enero 2029 y julio 2032. Esto, acota, sin considerar la pérdida de beneficios por reducción de costos operacionales, que estarían también en el caso base.

En el caso del literal c), prosigue, que considera el atraso en un año del tramo centro como consecuencia de la falta de un punto de conexión definido, el arrepentimiento produce pérdidas entre 32 y 37,9 millones de USD. La Comisión agrega, como análisis adicional, el contraste de ambos casos, en que el beneficio neto por la entrada del tramo centro en 2032 y el VATT de la Ampliación de S/E Nueva Pichirropulli desde 2029, respecto de entrada de tramo centro en 2033, estaría entre 12,7 y 18,5 millones de USD.

La CNE concluye que los resultados muestran que el mínimo arrepentimiento se logra manteniendo la obra S/E Pichirropulli. De igual manera, sostiene que se demuestra que un atraso del tramo centro produce pérdidas relevantes en el sistema, superando el costo de tener los equipos de transformación anticipadamente en S/E Nueva Pichirropulli. La CNE destaca también que permitir la licitación conjunta de las dos obras posibilita que exista tener un mismo adjudicatario para ambas, facilitando el proceso de construcción y puesta en servicio de estas.

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

“(...) rechazar la discrepancia presentada por ACENOR y mantener en el presente plan de expansión las obras ‘Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes’, ‘Nueva S/E Digüeñes’, ‘Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Pichirropulli’, ‘Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)’, ‘Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes’ y ‘Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio de 500 kV’, sin modificaciones en relación a lo indicado en el ITF.”

2.7 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

2.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes materias con sus correspondientes alternativas:

Materia: Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Nueva S/E Digüeñes

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Nueva S/E Digüeñes"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y 60 nuevo patio 500 kV (IM)"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

2.2.2 Análisis

Acenor solicita eliminar del Plan de Expansión 2022 siete de las once obras que forman parte del proyecto "Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur" argumentando los puntos que a continuación se exponen.

Según la asociación, la evaluación económica realizada por la Comisión de las obras del proyecto, bajo el criterio de eficiencia operacional, no cumpliría con la normativa vigente. En particular, sostiene que la CNE no habría verificado si es más económico implementar el proyecto por partes o en etapas, o si es posible postergar la decisión sobre algunas de las obras del proyecto debido a que tendrían tiempos de ejecución significativamente menores a la ruta crítica.

Acenor indica que la CNE tampoco habría analizado la utilización esperada de los transformadores 500/220 kV, de forma de determinar si es conveniente atrasar la decisión de instalación de algunas de las unidades en las SS/EE del corredor.

La discrepante señala también que la evaluación de la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Entre Ríos – Digüeñes" consideraría un valor de inversión inferior, lo que induciría erróneamente a adelantar la entrada en operación del referido tramo. Adicionalmente, afirma que existiría un subsidio cruzado entre las obras "Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa – Charrúa" y "Energización en 500 kV de línea 2x220kV Entre Ríos – Digüeñes". Por ello, la discrepante concluye que ambas obras se deben evaluar separadamente.

Finalmente, Acenor indica que los proyectos a considerar en el plan deben incluir todos los costos en su evaluación, por lo que la CNE, en su evaluación de los proyectos en 500 kV, debería haber incorporado equipos adicionales, tales como compensaciones serie, especialmente para los tramos Digüeñes - Pichirropulli y Pichirropulli - Tineo.

Por su lado, la CNE indica que efectivamente existiría un error en el valor de inversión utilizado en el cálculo de beneficios por adelantar las obras "Nuevas S/E Digüeñes" y "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Entre Ríos – Digüeñes", en relación con la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli", dado que se habría utilizado erróneamente el diferencial del VI por únicamente energizar la línea en 500 kV, y no el valor completo de la obra.

La Comisión señala que el subsidio cruzado al que hace referencia la discrepante no sería tal, conclusión que afirma haber obtenido de los resultados de diversas simulaciones individuales realizadas, que mostrarían que los beneficios derivados del adelanto del tramo son superiores a los obtenidos solo con el segundo circuito.

La CNE indica que no sería correcto afirmar que la inclusión en el presente plan de las obras "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Pichirropulli" (84 meses) y "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo" (60 meses) generaría ineficiencias por la diferencia en sus plazos constructivos, que haría que se pague el VATT asociado a la línea Pichirropulli-Tineo y las ampliaciones de las SS/EE Tineo y Pichirropulli, con antelación a la entrada del tramo que les da conectiva al norte del sistema, "Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Pichirropulli". Al respecto, la CNE señala que como parte de sus análisis determinó la pertinencia de ejecutar una licitación conjunta para resguardar el correcto desarrollo del proceso de licitación de las obras nuevas señaladas y acotar los posibles inconvenientes de orden práctico con ocasión de la entrada en operación de los distintos tramos.

La Comisión señala que luego de realizar análisis adicionales concluyó que se debía mantener la "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)", debido a que permite la conexión de la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli" a la S/E Nueva Pichirropulli, con lo se le otorga certeza a los posibles adjudicatarios de la línea respecto del punto al que deberán conectar dicha obra. Por otro lado, la Comisión señala que concluyó que era factible postergar las obras "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)" y "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo", por lo cual se allanó a las solicitudes de Acenor de eliminar las citadas obras del Plan de Expansión 2022, para ser analizadas en el proceso 2023.

En presentación como parte interesada, WPD manifiesta su interés que se lleven a cabo las obras contempladas en el ITF de manera de evitar situaciones de estrechez en transmisión, en especial, en la zona sur del SEN. Al efecto solicita el rechazo de la Discrepancia N°1 de Acenor.

La empresa hace notar el interés de proyectos de generación por conectarse al sur de la S/E Charrúa, lo que se vería reflejado en las solicitudes al CEN, que cuantifica en 3,27 GW, según los proyectos que incluye el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo, y en 4,3 GW, considerados en la propuesta de expansión del Coordinador.

Por otra parte, WPD cuestiona el allanamiento de la CNE a las dos solicitudes realizadas por Acenor en instancias de la tramitación de la discrepancia. Según la empresa, dicho acto afectaría a los particulares e interesados que participaron del proceso, toda vez que les impide defender adecuadamente sus intereses y presentar las observaciones u objeciones que estimen pertinentes.

Por su parte Transelec y Colbún solicitan que todas las peticiones presentadas por Acenor respecto de las obras "Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur" deben ser rechazadas y, en consecuencia, estas obras deben mantenerse en el ITF en los términos establecidos por la CNE.

Finalmente, Alfa indica que las solicitudes de Acenor serían contradictorias e incompletas por lo que el Panel no tendría una alternativa sobre la cual pronunciarse por lo que solicita que la discrepancia de Acenor sea declarada inadmisibles.

A continuación, el Panel analizará cada una de las materias planteadas por Acenor en su discrepancia respecto de obras que componen el proyecto “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”.

- **Materia: Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM)**

La CNE justifica la inclusión de la obra de ampliación de los patios de 500 y 220 kV de la S/E Entre Ríos con base a los criterios de acceso abierto y eficiencia operacional. Respecto del criterio de acceso abierto, el Panel estima que el plan de expansión de la transmisión es un instrumento idóneo para promover obras como la de la especie, cuya incorporación está basada en el ejercicio del derecho que emana del régimen de acceso abierto consagrado en la LGSE y del carácter de servicio público de las instalaciones de transmisión nacional y zonal. En este sentido, con base a información de la Plataforma de Acceso Abierto del Coordinador, el Panel ha tomado conocimiento de distintos proyectos de generación, principalmente de energía eólica, que han demostrado interés de conectarse a la S/E Entre Ríos. En particular, PE Pemuco de Engie Energía Chile S.A. de 180 MW, que está autorizado para declararse en construcción; FV Cartago de “3 MW Desarrollo SpA” de 100 MW, que se encuentra actualmente en evaluación de antecedentes; PE Los Coihues de Hy2Wind Spa de 200 MW y PE Dañicalqui de Dañicalqui SpA de 95,2 MW, que muestran solicitudes rechazadas por falta de posiciones de conexión. A esto se suman otros proyectos en distintas etapas de desarrollo en SS/EE y líneas cercanas a la S/E Entre Ríos. En este contexto, el Panel considera que, de la información tenida a la vista, existe interés por parte de distintos proyectos de generación en la zona por conectarse a S/E Entre Ríos.

La obra en análisis considera: (i) dos diagonales en 500 kV para ser utilizadas primariamente por transmisión (eficiencia operacional); y (ii) dos diagonales en 220 kV para conectar nuevos proyectos (acceso abierto). El Panel comparte que las cuatro diagonales sean parte de un mismo proyecto, ya que no sería razonable ampliar una misma S/E dos veces en un marco acotado de tiempo.

En el presente caso, dada la magnitud relativa de la inversión en acceso abierto, el Panel rechazará la solicitud de la discrepante.

- **Materias: Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes y Nueva S/E Digüeñes**

El Panel advierte que, previo a la entrada en operación de la línea Digüeñes-Pichirropulli, la entrada en operación de las dos obras involucradas en las materias en análisis son complementarias: sin la línea Entre Ríos – Digüeñes, la S/E Digüeñes no tendría conexión alguna en su patio de 500 kV. Por otro lado, sin la S/E Digüeñes, la línea Entre Ríos – Digüeñes no tendría uno de sus extremos. Por lo anterior, el Panel analizará ambas obras en conjunto.

El Panel comparó los resultados de la evaluación económica del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur” contenida en el ITF con los obtenidos en estudios de sensibilidad de dicha evaluación considerando retrasos de las obras “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Entre Ríos – Digüeñes” y “Nueva S/E Digüeñes”, solicitados a la

CNE por el Panel. En este contexto, se consideró que la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes" debía entrar junto con la S/E Digüeñes, o de manera posterior a esta, pero nunca antes, debido a que aumentar la capacidad de transferencia desde S/E Digüeñes a S/E Mulchén en 220 kV solo tiene sentido una vez que la primera S/E está en servicio.

A continuación, se presenta un cuadro resumen que muestra los beneficios operacionales (en millones de USD) de la evaluación del proyecto "Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur" para los casos descritos. En cada uno de ellos se muestra el año de entrada en operación considerado para las obras en análisis.

Caso	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes, Nueva S/E Digüeñes y Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes, al 2029 (ITF)	2.942	8.174	4.889	2.309	8.311
Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes, Nueva S/E Digüeñes y Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes, al 2030	2.933	8.151	4.872	2.303	8.293
Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes, Nueva S/E Digüeñes y Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes, al 2031	2.922	8.136	4.856	2.293	8.267

De estas evaluaciones, el Panel constata que, para los años considerados, se obtienen mayores beneficios operacionales mientras más se adelanten las obras, lo que es consistente con el desarrollo eólico que incluyen los EGPT en las distintas SS/EE de la zona.

En virtud del mayor beneficio operacional de adelantar las obras discrepadas, el Panel no acogerá las solicitudes de Acenor de eliminar del plan los proyectos "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Entre Ríos – Digüeñes" y "Nueva S/E Digüeñes".

- **Materia: Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes**

En la presente materia la discrepante solicita eliminar del plan la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes".

El Panel comparó los resultados de la evaluación económica del proyecto "Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur", contenida en el ITF, con los obtenidos en estudios de sensibilidad de dicha evaluación, solicitados a la CNE por el Panel, considerando un retraso de un año de la obra "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros,

tramo Mulchén – Digüeñes”. Este estudio de sensibilidad considera la decisión adoptada por el Panel en las materias anteriores.

A continuación, se presenta un cuadro resumen que muestra los beneficios operacionales (en millones de USD) de la evaluación del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur” para los casos descritos. En cada uno de ellos se muestra el año de entrada en operación considerado para las obras en análisis.

Caso	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
Línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes, al 2029 (ITF)	2.942	8.174	4.889	2.309	8.311
Línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes, al 2030	2.940	8.170	4.885	2.306	8.305

De estas evaluaciones, el Panel constata que se obtienen mayores beneficios operacionales con la obra entrando en operación el 2029.

En virtud del mayor beneficio operacional de adelantar la obra discrepada, el Panel no acogerá la solicitud de Acenor de eliminar del plan el proyecto “Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes”.

- **Materias: Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM); Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo y Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)**

El Panel advierte que, previo a la entrada en operación de la línea Digüeñes-Pichirropulli (2032), la fecha de la entrada en operación de las tres obras analizadas debe ser la misma, debido a que éstas son complementarias: sin el patio de 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli o en S/E Tineo, la obra “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo” no tendría uno de sus extremos, por otro lado, sin la citada línea, los patios en 500 kV de las SS/EE Pichirropulli y Tineo no tendrían ninguna conexión en 500 kV. Por lo anterior, el Panel analizará las tres obras en conjunto.

El Panel comparó los resultados de la evaluación económica del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur”, contenida en el ITF, con los obtenidos en estudios de sensibilidad de dicha evaluación, solicitados a la CNE por el Panel, considerando el 2031 como año de entrada en operación de las tres obras.

A continuación, se presenta un cuadro resumen que muestra los beneficios operacionales (en millones de USD) de la evaluación del proyecto “Energización en 500 kV Sistema de Transmisión Zona Centro-Sur” para los casos descritos. En cada uno de ellos se muestra el año de entrada en operación considerado para las obras en análisis.

Caso	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM); Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo y Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM), al 2031	2.931	8.164	4.879	2.299	8.301
S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM); Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo y Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM), al 2032 (ITF)	2.942	8.174	4.889	2.309	8.311

De estas evaluaciones, el Panel constata que con la obra entrando en operación el 2032, en lugar del 2031, se obtienen del orden de 10 millones de USD de mayores beneficios operacionales.

Por su parte, la CNE analizó la pertinencia de incluir en el plan la “Ampliación S/E Nueva Pichirropulli y Nuevo Patio 500 kV (IM)”, bajo el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento. En este contexto, la CNE fundamenta su análisis en una serie de supuestos, todos ellos de carácter cualitativo, como velar por el buen desarrollo de las licitaciones, entregar certezas respecto del punto de conexión de la futura línea y acotar los riesgos de coordinación para efectos de las pruebas para la puesta en servicio de las obras. Estos persiguen avalar que un retraso en la entrada en operación de la S/E Pichirropulli tendría como consecuencia un retraso en la entrada de la línea, sin embargo, no justifican debidamente esta consecuencia y su magnitud, por lo que no es concluyente para dirimir la discrepancia.

En virtud del mayor beneficio operacional de retrasar las obras discrepadas, el Panel acogerá las solicitudes de Acenor de eliminar del plan los proyectos “Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo”, “Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)” y “Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)”.

2.2.3 Dictamen

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerdan los siguientes Dictámenes:

Materia: Ampliación en S/E Entre Ríos 500 kV (IM) y 220 kV (IM):

Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes:

Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Nueva S/E Digüeñes:

Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros, tramo Mulchén – Digüeñes:

Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes No Regulados

Materia: Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM):

Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)"

Materia: Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo

Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo"

Materia: Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)

Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)"

3. SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE CONDENSADORES SINCRÓNICOS

3.1 Resumen de la discrepancia y posición de las partes

3.1.1 Presentación de Acenor

Acenor discrepa de la incorporación de la obra Proyecto Condensadores al Plan de Expansión 2022. A su juicio, la CNE no habría demostrado que esta obra fuese beneficiosa para el SEN, ya que dicho organismo habría realizado un análisis insuficiente. Agrega que la CNE la incluyó por la necesidad de niveles de corto circuito requeridos por el Proyecto HVDC, el cual se proyecta para mayo de 2029, en circunstancias que, prosigue, de incluirse el proyecto en el presente plan de expansión con un plazo de ejecución de 42 meses, su entrada en operación se proyectaría para julio de 2027 o en un plazo menor.

La discrepante cita la observación realizada al ITP respecto del proyecto:

"De acuerdo a esta Comisión, la obra de condensadores sincrónicos se justifica por el déficit de corriente de cortocircuito; sin embargo, este mismo requerimiento fue detectado por Coordinador, con lo cual justificó la instalación de condensadores síncronos como un requerimiento de Servicios Complementarios.

Dado que sería un SC, corresponde entonces que este requerimiento sea evaluado siguiendo los pasos y requisitos de la regulación de los SSCC. Lo anterior, ya que principalmente esta regulación considera la justificación del servicio, un informe que cuantifique el servicio, la posibilidad de observar por parte de los interesados tanto el estudio como los informes que realice el Coordinador, etc. Es decir, si la CNE incorpora esta obra como parte del Plan de Expansión de la transmisión, ello implicaría:

- (i) No utilizar el camino establecido en la regulación para aprobar este tipo de obras.
- (ii) No realizar estudios en profundidad respecto de los requerimientos técnicos y económicos asociados a la prestación de este servicio. Cabe precisar que los análisis realizados por el Coordinador para determinar los requerimientos son profundamente más detallados y profundos que los realizados por la CNE en el presente Plan de Expansión
- (iii) Consistente con lo señalado en (ii) no poder observar los estudios que efectivamente deben realizarse para recomendar este tipo de obras. La regulación entrega la posibilidad a los interesados de realizar observaciones a estos estudios cuando los realiza el Coordinador, por lo que incorporarlos en la planificación limita los derechos de los interesados.”

Acenor prosigue indicando que en la referida observación señaló que no correspondía la incorporación de esta obra al Plan de Expansión 2022 porque no se ha evaluado conforme a los requisitos exigidos en el artículo 89 del Reglamento de Transmisión, que cita. Agrega que dicha regla exige a la CNE evaluar aquellas obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda, para lo cual podrá considerar la tasa de salida, el costo de falla o los registros históricos de falla y la densidad de la demanda. Sin embargo, continúa, la CNE no presenta ninguna evaluación, sino que sólo estima un requerimiento producto de que una instalación licitada no fue evaluada correctamente. En efecto, prosigue, la Comisión da cuenta de que para el correcto funcionamiento del Proyecto HVDC por temas de fortaleza de red se requieren inversiones por 285 millones de USD adicionales a los 1.176 millones de USD estimados inicialmente por la CNE. Lo anterior implica, en opinión de la discrepante, que la evaluación económica del Proyecto HVDC no estaba completa.

La discrepante también afirma haber argumentado en su observación, que la CNE no consideró la prestación de aporte de reactivos de las centrales existentes, teniendo presente que este organismo debe evaluar si es más conveniente despachar las unidades y asumir el costo de operación a mínimo técnico o invertir en condensadores síncronos. Agrega que este análisis fue realizado por el Coordinador para justificar su licitación ya que debe considerar los recursos disponibles. Al respecto, según Acenor no queda claro si en dichas estimaciones consideró las centrales que podrían quedar despachadas a mínimo técnico de todas formas por sus propios problemas de flexibilidad, o las centrales que de todas formas podrían estar despachadas por requerimientos de control de frecuencia en la zona.

Por último, la discrepante afirma que en su observación destacó que, de acuerdo con el Decreto 1T del 7 de enero de 2022, el plazo de ejecución del Proyecto HVDC es de 84 meses contados desde el 7 de mayo de 2022, es decir, el 7 de mayo de 2029. Por otro lado, prosigue, de acuerdo con los plazos del proceso de planificación, licitación y publicación del decreto que fija los derechos de ejecución y explotación, la fecha estimada de entrada en operación para el Proyecto Condensadores es marzo de 2028 (36 meses desde marzo de 2025). Considerando lo anterior, Acenor hace presente que aun cuando se considerase

infraestructura de transmisión, no corresponde incluir este proyecto en el Plan de Expansión 2022 ya que la decisión de inversión puede ser aplazada en un año, para al próximo Plan de Expansión, con mejor información.

Además, prosigue, siendo un SC, y en atención a los plazos involucrados en la definición de requerimientos de esos servicios, la licitación de infraestructura como SSCC se podría atrasar más de un año. Por otro lado, en su observación la asociación afirma: (i) que se está recomendando una obra que no se encuentra dimensionada, dejando completamente abierto el monto de inversión, y no estableciendo un marco mínimo al cual el Coordinador deba sujetarse para eventualmente licitar la infraestructura; y (ii) que el dimensionamiento de la infraestructura propuesta por la CNE incorpora un criterio N-1, siendo que la actuación de esta infraestructura ya responde a una contingencia (un cortocircuito), por lo que el monto del requerimiento respondería a una doble contingencia (el Coordinador en su estudio para recomendar la compensación reactiva considera una inversión sin criterio N-1, validando esta observación).

Acenor cita lo solicitado a la CNE en el contexto de la observación antes descrita:

“Se solicita eliminar del Plan de Expansión la obra “Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónica” toda vez que de acuerdo con la aplicación de la normativa que ha realizado el Coordinador y la CNE, la potencia de cortocircuito para fortaleza de red es un SC, y no infraestructura de transmisión.

Si esta Comisión decidiese perseverar en la idea de que la obra es una infraestructura de transmisión, el proyecto igualmente debe ser eliminado en cuanto la inclusión del proyecto en el Plan de Expansión (i) no cumple con el inciso cuarto del artículo 89 del Reglamento de Trasmisión (ii) la decisión de inversión puede ser aplazada un año, y (iii) No está correctamente dimensionada.

Para el caso en que aún decida perseverar con la incorporación de la obra, se solicita dimensionar correctamente los requerimientos, considerando

- (i) Las instalaciones existentes y futuras que operarán en condiciones especiales de mínimo técnico, de manera de evaluar si el sobre costo justifica la inversión.
- (ii) La operación por SSCC que debe realizar el Coordinador, ya que estas unidades de todas maneras van a estar despachadas.
- (iii) No considerar el criterio N-1 en infraestructura.”

La discrepante relata que la CNE no acogió lo solicitado en su observación indicando: (i) que, si bien la licitación de SSCC para el control de tensión desarrollada por el Coordinador considera la incorporación de equipos de similares características, su materialización resulta complementaria, siendo el monto definido por dicha entidad mayor al estimado por la Comisión de modo que existe la posibilidad de que no sea necesario licitar la obra en cuestión; (ii) en cuanto a la necesidad de realizar estudios de mayor detalle, como los desarrollados por el Coordinador para efectos del dimensionamiento de los requerimientos del SCCT, se

considera dichos estudios como un antecedente, por lo que no amerita repetir los análisis ya publicados por dicha institución; (iii) en relación con los plazos de ejecución de la obra y su posible postergación para futuros procesos, en la proyección de las condiciones del sistema para la fecha de entrada en operación del Proyecto HVDC se consideró las mismas que fueron utilizadas por el Coordinador para efectos de dimensionar los requerimientos de SSCC de control de tensión, las cuales consideran una proyección al año 2025, de modo que se trata de un escenario conservador respecto del requerimiento efectivo, en atención al avance del proceso de cierre y retiro de las centrales térmicas que operan en base a carbón; (iv) complementario a lo indicado en el punto anterior, resulta especialmente sensible el atributo de potencia de cortocircuito en la zona del Norte Grande, tal como ha sido analizado por el Coordinador, de modo que no parece adecuado esperar futuros procesos o el desarrollo de nuevos análisis para establecer la pertinencia de la incorporación de la obra en cuestión; y (v) en cuanto a la evaluación de la obra en términos de su comparación con la posibilidad de operar centrales a mínimo técnico, esta se considera improcedente por cuanto el Coordinador realizó dichos análisis con motivo del informe de SSCC que dio origen a su licitación, mostrando beneficios.

Para Acenor, el Proyecto Condensadores debe ser postergado para un proceso futuro, ya sea que se considere como una obra de transmisión, o como infraestructura para SSCC. Sostiene que lo anterior, además de ser consistente con el objetivo de eficiencia económica, es coherente con el diseño regulatorio del sector, en el cual la provisión de servicios como la potencia de cortocircuito debe ser determinada por el Coordinador.

Para la discrepante los argumentos de la CNE muestran que el Proyecto Condensadores se motiva exclusivamente por la entrada en servicio del Proyecto HVDC. Al respecto, agrega que conforme se puede revisar en el Informe Final, los análisis realizados consideran que: (i) el proyecto HVDC entraría en servicio en mayo de 2029; (ii) los plazos de construcción de los proyectos se contabilizan desde enero de 2024; y (iii) en el ITP la CNE consideró un plazo de ejecución de 36 meses para los Condensadores, para luego, frente a una observación de Transelec, en el ITF consideró un plazo de 42 meses, con lo cual la fecha de entrada en operación sería julio de 2027, pudiéndose por lo tanto postergar la decisión de inversión de este proyecto al Plan de Expansión 2023.

Acenor afirma que el atraso de la obra permitiría conocer los resultados de la licitación del Coordinador respecto de los condensadores síncronos y evaluar la obra con mejor información. En todo caso, agrega, sin perjuicio de los beneficios que se obtendrían al postergar la obra, los condensadores, conforme lo señalado por la Comisión, no se requieren antes que entre en servicio el Proyecto HVDC.

La discrepante plantea que la CNE señaló que la obra en disputa debe entrar en operación al momento de que entre en operación el Proyecto HVDC, pero conforme a los plazos establecidos en el Plan de Expansión 2022 entrará en operación casi dos años antes. Agrega que, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente una vez que entren en servicio los condensadores los clientes finales deberán pagar dicha obra al propietario, por lo que la

exigencia de la Comisión respecto de los plazos hará que los clientes finales paguen casi dos años antes la anualidad, sin ningún respaldo que lo justifique.

Acenor señala que el Reglamento de Transmisión en su artículo 89 detalla las condiciones bajo las cuales la CNE podrá evaluar obras de expansión que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, cuyos criterios implican evaluar obras: (i) considerando la disminución de energía no suministrada; (ii) mejorando los índices de calidad de servicio; o (iii) mejorando la confiabilidad. Para ello, prosigue la discrepante, la Comisión podrá considerar antecedentes tales como: (i) tasas de salida de elementos de transmisión; (ii) costo de falla de corta duración; (iii) registros históricos de falla de instalaciones de transmisión; y (iv) la densidad de la demanda.

La asociación afirma que la CNE no presenta ninguna evaluación, sino que sólo estima un requerimiento producto de que una instalación licitada no fue evaluada correctamente. Luego declara que si el Proyecto HVDC fue licitado bajo el supuesto de que el nivel de cortocircuito en la S/E Kimal sería de 7.506 MVA, y la intención de la autoridad era desde un principio asegurar esa potencia independiente del despacho de unidades sincrónicas, entonces la obra debió ser licitada incluyendo la infraestructura de transmisión asociada, que en este caso según la CNE corresponde a condensadores sincrónicos.

Por otra parte, Acenor indica que, salvo el reconocimiento de que la evaluación del Proyecto HVDC no consideró todos los costos, no existe actualmente una evaluación conforme al artículo 89 del Reglamento de Transmisión, que implica visualizar si es más económico mantener los índices de seguridad con los recursos que existen versus realizar una inversión que reemplace una potencial generación. La asociación hace presente que ni el Coordinador ni la CNE han mostrado en un estudio que sea posible operar el sistema norte sin centrales sincrónicas. Al respecto, agrega que el problema no se reduce a la corriente de cortocircuito que requiere el Proyecto HVDC, sino que existen otros problemas, como el de inercia y estabilidad angular, que pueden determinar que igual sea necesario el despacho de estas unidades; sin mencionar que puede ocurrir que se despachen unidades por operación económica y estas no salgan de servicio durante el día por restricciones operacionales.

Según la discrepante, para incorporar una obra en el plan de expansión por el criterio de seguridad y calidad de servicio la CNE debe realizar los análisis que lo respalden, los cuales no se han realizado. Afirma que esta conclusión se ve confirmada por el hecho de que los supuestos para determinar los requerimientos a ser licitados por el Coordinador consideran, a efectos de la corriente de corto circuito, el *trade-off* del aporte de las centrales síncronas existente versus el costo de las nuevas obras

Por último, Acenor argumenta que, de establecerse que existe un déficit sistémico de potencia de corto circuito, la instancia coherente en términos regulatorios y técnicos para el análisis y recomendación de infraestructura que provea potencia de corto circuito es el informe de SSCC del Coordinador. Al respecto, indica que con ocasión del Informe de SSCC 2022 el Coordinador definió la provisión de potencia de corto circuito como una nueva categoría de SC, dentro de los servicios de control de tensión. En dicho informe, continúa, estableció un requerimiento

de potencia de corto circuito hacia 2025 y otro hacia 2030, determinando la necesidad de licitar sólo el primero.

Acenor concluye que, sin perjuicio del análisis realizado en los puntos anteriores, el que la Comisión considere hoy, para dimensionar los requerimientos de condensadores sincrónicos que no se despacharán unidades sincrónicas forzosamente en 2029 (sin mediar evaluación económica alguna, o fundamento en los escenarios energéticos), constituye un cambio de supuestos o de proyección en las condiciones sistémicas a los que se someterá el Proyecto HVDC, problema que debe ser enfrentado con los procedimientos establecidos en la regulación aplicable.

En presentación complementaria, Acenor se refiere en primer término a la licitación del Coordinador para proveer nueva infraestructura para un SCCT. Al respecto, señala que la LGSE define como SSCC, las "Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión, y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias". Agrega que el marco legal para la prestación de los SSCC está comprendido en el artículo 72-7, que cita.

El referido artículo, prosigue la asociación, instruye al Coordinador a realizar un informe de SSCC el cual debe definir los mecanismos con los cuales se materializará el servicio, pudiendo ser licitaciones o subastas, y de manera excepcional, sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.

Para Acenor, la LGSE le entrega al CEN una serie de obligaciones y atribuciones de manera de responder oportunamente a los requerimientos del sistema, tal que, si hay un déficit de recursos o infraestructura para prestar el SCCT, dicho organismo debe realizar una licitación para cubrir el requerimiento, y si esta fuese declarada desierta, debe instruir la prestación obligatoria de dicho servicio. Por ello, agrega, es que el Coordinador está llevando a cabo una "Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito".

Concluye este aspecto la discrepante, indicando que la LGSE considera tres elementos centrales para la prestación de los SSCC: (i) que los coordinados están obligados a poner a disposición los recursos que dispongan para prestar los SSCC; (ii) que el Coordinador debe realizar licitaciones o subastas para obtener los recursos o infraestructura necesarios para prestar los SSCC; y (iii) que el Coordinador puede instruir de manera obligatoria la prestación de dicho servicio en caso de que la licitación (o subasta) resulte desierta.

En segundo lugar, Acenor plantea que la LGSE contempla un mecanismo específico que es más eficiente, más económico, de menor riesgo y de menor plazo para implementar el SCCT. Al respecto, destaca que la discrepancia presentada tiene por fin que se utilice el mecanismo específico que la LGSE considera para la prestación de un SC.

Según la discrepante, la CNE, mediante la incorporación de esta obra en el ITF, está buscando que al momento de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre exista la potencia de corto circuito que fue contemplada en las bases para el diseño de esta línea, al indicar que la motivación de la obra es “garantizar las condiciones mínimas de fortaleza de red requeridas para la correcta operación de la futura línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, la cual según las bases de licitación debe ser diseñada considerando una corriente de corto circuito en la S/E Kimal de 7.506 MVA”. Agrega que la condición de diseño para la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre fue de 7.506 MVA (aproximadamente 7.600 MVA) y que la CNE indica que para determinar los requerimientos faltantes que el sistema al año 2029 el sistema aportará cerca de 3.000 MVA, con lo que cual faltarían por licitar 4.600 MVA.

La asociación afirma que la CNE define que la obra en cuestión consiste en la construcción de un nuevo sistema de compensación de reactivos mediante el uso de condensadores sincrónicos, el cual deberá ser conectado en el patio de 220 kV de la S/E Kimal, y que la licitación de esta obra quedará condicionada al resultado de la licitación del SCCT realizada por el Coordinador, para lo cual deberá reevaluarse el dimensionamiento de este proyecto en función del remanente de potencia de cortocircuito en la barra de la S/E Kimal de forma tal de obtener, al menos, los 4.600 MVA de potencia de cortocircuito requeridos en la descripción del proyecto. De esta manera, Acenor señala que la Comisión determina: un requerimiento de 4.600 MVA de corriente de corto circuito en la S/E Kimal; un VI referencial de USD 284 millones; que este requerimiento sólo puede ser cubierto por condensadores sincrónicos; que estos condensadores deben conectarse en la S/E Kimal; y que el monto final a licitar no será de 4.600 MVA de corriente de corto circuito, sino la diferencia entre 4.600 MVA y lo que asigne el Coordinador en la licitación que está llevando a cabo, medido en la S/E Kimal.

Para Acenor, el Coordinador tendrá mejor información el año 2024 para realizar todos los estudios y análisis y responder de mejor manera a las preguntas antes señaladas; además, con dicho estudio el sistema eléctrico habrá definido de mejor manera los requerimientos a licitar, se ubicarán los condensadores en las SS/EE en que sean más baratos de construir, se ampliarán las existentes si fuese más económico, y se podrán adjudicar requerimientos cubiertos por centrales que hoy se están retirando del sistema y que puedan ser reconvertidas, entre otras decisiones. Así, agrega, el resultado será más eficiente y económico que a través del plan de expansión de la transmisión. Más aún, enfatiza, en caso de declararse desierta la licitación, el Coordinador puede instruir la prestación del SSCC para obtener los requerimientos, herramienta que no tiene la Comisión.

Según la discrepante, todo este análisis no termina con la puesta en servicio de la obra requerida, ya que existe una diferencia sustancial si la licitación la realiza el CEN como un SC, y es que durante la operación dicho servicio tiene que cumplir un estándar y estar sujeto a un factor de desempeño.

Por último, Acenor plantea que si la regulación tiene un mecanismo específico para licitar el requerimiento de potencia de corto circuito, que requiere menos plazo y es más eficiente y económico, no procede hacerlo por un mecanismo menos eficiente, que deja fuera

alternativas de ofertas con riesgo de que resulte más cara la prestación del servicio y que requiere más plazo para su desarrollo.

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

“(...) eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra ‘Nuevo Sistema De Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos’.”

3.1.2 Presentación de Colbún

Colbún, en calidad de interesada, resume los argumentos de Acenor en los siguientes: (i) existiría un desfase entre la entrada en operación del Proyecto Condensadores (2027) y la entrada en operación del Proyecto HVDC (2029), que la motiva; (ii) ausencia de estudios que justifiquen la obra; y, (iii) una supuesta falta de competencia de la Comisión para incluir este tipo de obras, considerando la competencia del Coordinador para incluirlas dentro de las licitaciones de SSCE.

La empresa hace presente que la obra en disputa es imprescindible para que el Proyecto HVDC pueda operar a su potencial proyectado, puesto que la no construcción de los condensadores síncronos o su atraso implicará la entrada en operación del Proyecto HVDC operando a una menor capacidad de transporte que la que justificó el proyecto, lo que significa que los clientes finales del sistema comenzarán a remunerar su VATT sin que esta infraestructura esté entregando los beneficios esperados.

Un segundo punto que levanta la interesada es que, si bien las obras producen su mayor beneficio en el contexto del Proyecto HVDC, por sí solas mejoran los atributos de seguridad y confiabilidad del sistema. Por ello, incluso si existiese un período de desfase sustancial entre la entrada en servicio de estas obras y el Proyecto HVDC, sería un error sostener que los condensadores síncronos no van a estar aportando beneficios. De hecho, agrega, la CNE da cuenta de haber empleado las mismas proyecciones que el Coordinador utilizó para su requerimiento del servicio de control de tensión, que se empezaría a necesitar ya el 2025. Por ello, prosigue, teniendo en consideración lo ineficiente que sería un retraso en la entrada en servicio de esta obra, que exista cierta holgura entre la entrada en servicio proyectada de ésta y la del Proyecto HVDC, no debiera ser considerado como un inconveniente.

En relación con los argumentos presentados por Acenor, Colbún señala que la observación sobre el plazo de entrada de las obras no considera que, al estar condicionada al resultado de otra licitación previa², el plazo otorga una holgura de tiempo que es razonable para sortear imprevistos y diseñar una licitación eficaz. En este sentido, prosigue, es posible que la entrada en servicio de los condensadores sea más cercana a la fecha de entrada en servicio del

² Colbún menciona que el punto 3.2.1.4 del ITF, dispone: “La licitación de esta obra quedará condicionada al resultado de la licitación del servicio complementario de control de tensión realizada por el Coordinador, para lo cual deberá reevaluarse el dimensionamiento de este proyecto en función del remanente de potencia de cortocircuito en la barra S/E Kimal de forma tal de obtener, al menos, los 4.600 MVA de potencia de cortocircuito requeridos en la descripción del proyecto”.

Proyecto HVDC y, en caso de mantenerse los plazos que proyecta Acenor, igualmente entregará mayor seguridad y confiabilidad al sistema.

Sobre los estudios que justifiquen la obra, para la interesada tampoco es cierto que no hayan existido o que no se haya cumplido con las exigencias establecidas en el artículo 89 del Reglamento de Transmisión, ya que este no establece estudios específicos para evaluar la seguridad y calidad de servicio de las obras proyectadas, sino que solo dispone la obligación de “explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos”, junto con la facultad de utilizar antecedentes relativos a las “tasas de salida de elementos de transmisión, Costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda”.

A juicio de Colbún, la CNE cumplió debidamente su obligación de explicitar y fundamentar la incorporación de estas obras al ITF, dando cuenta además que su decisión se fundó en estudios específicos realizados por el Coordinador (estudio de determinación de requerimiento para la fortaleza de la red) y en estudios realizados con ocasión del diseño de las bases de licitación del Proyecto HVDC. En relación con la supuesta incompetencia de la CNE para incorporar este tipo de obras por haber sido considerados sus servicios como SSCC por el Coordinador, para la empresa basta con señalar que esta facultad se encuentra explícitamente concedida en el artículo 87, inciso tercero, del Reglamento de Transmisión, que cita.

Colbún afirma que el hecho de que el Coordinador, en el marco del servicio de control de tensión, haya creado un SC que requiera de la construcción de obras similares, en ningún caso puede considerarse como una limitación a las competencias explícitamente entregadas a la Comisión en la conformación del plan de expansión.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Colbún solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Acenor.

3.1.3 Presentación de la CNE

La CNE destaca que la discrepante argumenta que existiría una inconsistencia entre la fecha de entrada en operación esperada para la obra objeto de su discrepancia y el propósito que ésta persigue, dado que el Proyecto HVDC proyecta su entrada en operación para el mes de mayo de 2029, mientras que la obra discrepada, cuya necesidad se funda en la buena operación del Proyecto HVDC, entraría en operación en julio de 2027.

Al respecto, este organismo afirma que esta estimación sería errada. Ello se evidencia, prosigue, en el hecho de que en los resúmenes ejecutivos de los respectivos informes técnicos asociados al proceso de expansión anual en discusión se señala que el inicio de ejecución de las obras contenidas en el Plan de Expansión 2022 se espera para el primer semestre de 2025. Por lo mismo, agrega, una estimación más realista de la fecha de entrada en operación de la obra discrepada, considerando lo señalado y un plazo de ejecución de 42 meses, correspondería al segundo semestre de 2028, que implicaría una diferencia de no más de seis meses respecto del Proyecto HVDC.

Para la CNE, la holgura de alrededor de seis meses antes indicada sería adecuada para permitir un correcto desarrollo de la etapa de pruebas del Proyecto HVDC, las que, de acuerdo con lo indicado por la empresa transmisora encargada de la ejecución de esta, tomaría un tiempo superior a la holgura señalada.

En función de lo expuesto, para la CNE tampoco sería correcto que la incorporación de la obra en cuestión resultaría ineficiente, por cuanto se podría postergar su incorporación, evitando pagos innecesarios por parte de los clientes finales.

Sobre el criterio de seguridad y calidad de servicio, la Comisión destaca que el propósito de la incorporación de la obra en el presente plan guarda relación con el cumplimiento de las condiciones de potencia mínima de cortocircuito bajo las cuales se diseñó el Proyecto HVDC, las que quedaron establecidas en las bases de licitación elaboradas por el Coordinador, que equivalen a 7.506 MVA en el nodo Kimal 220 kV. El nivel de cortocircuito identificado, prosigue, se puede alcanzar de distintas maneras y, en particular, despachando unidades sincrónicas existentes. No obstante, el análisis realizado partió de la base del estudio llevado a cabo por el Coordinador para efectos de determinar los requerimientos de potencia de cortocircuito en la zona norte del SEN, el cual derivó en el proceso de licitación del SCCT que actualmente se encuentra en curso.

Para la CNE lo anterior resulta importante, dado que el Informe de SSCC 2023, que finalmente decantó en la referida licitación del SCCT, no fue discrepado, lo que da cuenta de la existencia de una aprobación por parte del sector en relación con el desarrollo de dicho estudio y los supuestos utilizados para efectos de la determinación de los requerimientos a licitar. Reitera la Comisión que utilizó algunos elementos del referido estudio, en particular el punto de operación que el Coordinador consideró para efectos de calcular los montos y ubicaciones óptimas de los grupos de condensadores sincrónicos a incluir dentro del requerimiento que se pretende cubrir mediante la licitación del SCCT.

La CNE estima que no existen razones para objetar la obra incorporada en el ITF, dado que su objetivo es alcanzar el nivel mínimo de potencia de cortocircuito indicado en las bases de licitación del Proyecto HVDC, cuyo requerimiento es inferior al que el Coordinador determinó como necesario en la licitación del SCCT. Lo anterior, agrega, se entendería validado por el proceso de licitación del SCCT, en atención a que el informe correspondiente no fue discrepado.

A juicio de la Comisión, no parece correcto cuestionar la cantidad de máquinas sincrónicas generadoras utilizadas para la definición del monto, dado que este nivel de operación corresponde al mismo utilizado por el Coordinador en la definición del monto a licitar a través del SCCT y, además, el monto discrepado es inferior, en términos absolutos, al definido por el Coordinador en el contexto del proceso de licitación del SCCT. A continuación, hace presente que el monto establecido en el informe discrepado se encuentra sujeto al resultado de la referida licitación, con la finalidad de evitar un sobredimensionamiento del requerimiento.

En relación con lo señalado por la discrepante respecto a que el Coordinador sí habría hecho un *trade-off* entre el aporte al cortocircuito de las centrales existentes y la posibilidad de incorporar nueva infraestructura, la CNE sostiene que ello es totalmente trasladable a lo que realizó, por cuanto se tomaron exactamente las mismas condiciones de base para efectos de ejecutar los cálculos, determinando, asimismo, un monto inferior a instalar, dada la diferencia en el objetivo buscado.

En relación con el argumento de la discrepante que señala que el Informe de SSCC correspondería a una instancia mucho más idónea para realizar lo anterior, la Comisión reitera que la información utilizada como base para los cálculos de los requerimientos se encontraría validada, al haber contado con estudios detallados y la posibilidad de discrepar.

Según la CNE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 del Reglamento de SSCC es ella la encargada de definir los SSCC y sus categorías mediante una resolución específica, en la cual se deben establecer las "prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para la remuneración de cada SC, así como indicar la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales", tal como lo establece el artículo 59 de la misma normativa.

La Comisión afirma que el Informe de SSCC tiene la facultad de determinar, entre los SSCC establecidos en la referida resolución, aquellos que son necesarios para el SEN. En dicho informe, agrega, también se establece la respectiva calendarización y el mecanismo mediante el cual se llevará a cabo su prestación y/o instalación, por lo que, a su juicio, la potencia de cortocircuito no es un SSCC ni una subcategoría del SCCT.

La CNE señala que la regulación la faculta, a través del artículo 87 de la LGSE, a desarrollar el proceso de planificación de la transmisión, en el que se promueven obras de ampliación y obras nuevas para los sistemas de transmisión (cita al efecto el artículo 89 de la LGSE). Por lo tanto, agrega, es facultad de la Comisión determinar la necesidad de incorporar a los planes de expansión obras que permitan aumentar la capacidad, seguridad o calidad de servicio considerando los criterios establecidos en el mencionado artículo 87.

La CNE menciona el estudio por ella encargado, titulado "Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional", el cual recomienda solo como medidas transitorias la operación forzada de centrales convencionales, o la limitación de inyección de centrales a base de ERV, dado el impacto en los costos de operación del SEN mientras se desarrollan soluciones de largo plazo coherentes con las metas de transición energética y seguridad de red. En este contexto, la Comisión cita dos párrafos del referido estudio.

"En el marco de la planificación de corto-mediano plazo, las alternativas más tradicionales van desde el reemplazo de equipos para aumentar la robustez de ciertas zonas de la red (por ejemplo, incorporando transformadores de baja impedancia o a través de *line reconductoring*), hasta la incorporación de equipamiento adicional como condensadores sincrónicos, volantes de inercia, dispositivos de almacenamiento de

energía o dispositivos basados en convertidores de potencia como equipos FACTS, STATCOM, SVC o sistemas de baterías.”

“La planificación de mediano-largo plazo de la red se debe realizar incluyendo explícitamente criterios de robustez. Para esto, la optimización debe considerar un conjunto ad-hoc de alternativas de expansión (“obras”) y tecnologías habilitantes que permitan mitigar los problemas de estabilidad que puedan surgir debido a bajos niveles de robustez en el periodo en estudio. Sólo mediante una correcta planificación, será posible encontrar el conjunto óptimo de medidas a desplegar en cada SEP de forma de lograr una transición energética segura y de mínimo costo.”

En definitiva, para la CNE no habría dudas de que el proceso de planificación de la transmisión no solo se encuentra legalmente fundado, sino que es una de las herramientas idóneas para dar solución al tipo de problemas antes identificados.

En escrito complementario, la CNE señala que durante la Audiencia Pública se le consultó si consideraba que el Coordinador subestimó las necesidades en la licitación del SCCT. De esta consulta, considera relevante reforzar cómo se complementa la licitación del Proyecto Condensadores, contenida el Plan de Expansión 2022 con el proceso licitatorio llevado por el Coordinador.

Al respecto, indica, en primer lugar, que la licitación del SCCT, que actualmente se encuentra en curso por parte del Coordinador, tiene como propósito garantizar la operación del Sistema de distintas zonas del Norte Grande, para efectos de evitar que ocurran salidas en cascada frente a perturbaciones. Dicha licitación, prosigue, surge a partir de los resultados del estudio realizado por el CEN para determinar los requerimientos de potencia de cortocircuito en la zona norte del SEN mediante condensadores síncronos.

La CNE señala que la inclusión del proyecto Condensadores contenida en el Plan de Expansión 2022, que se localiza en el patio de 220 kV de la S/E Kimal, se justifica en la necesidad de garantizar el nivel mínimo de potencia de cortocircuito indicado en las bases de licitación del Proyecto HVDC, necesario para su correcta operación. Al respecto, aclara que en caso de no garantizarse estas condiciones el proyecto vería limitada su capacidad de transferencia debido a que no se estarían cumpliendo los requisitos mínimos indicados en las bases.

Para la CNE, teniendo en cuenta que la potencia de cortocircuito no es un SC ni una subcategoría del SCCT, y que los condensadores sincrónicos pueden prestar más de un servicio a la vez, existe la posibilidad de que, a partir de la licitación de SCCT realizada por el Coordinador se pueda obtener un nivel inferior, superior o parcial de potencia de cortocircuito para la operación del Proyecto HVDC.

Por otro lado, argumenta que también se debe tener presente que, si bien la licitación de SCCT puede ser más rápida que la licitación de la obra incluida en el presente plan de expansión, existen otros elementos en los que la licitación de SCCT puede tener riesgos. Por ejemplo, si se podrán ejecutar en las SS/EE correspondientes y en los plazos adecuados las obras de ampliación necesarias para la instalación de los condensadores síncronos. Lo

anterior, agrega, dado que la ejecución de obras urgentes no depende de la Comisión ni del Coordinador, sino de que una empresa transmisora decida y le resulte conveniente solicitar autorización para realizar dicha obra. Así, la CNE considera adecuado que el plan de expansión pueda hacerse cargo, desde el punto de vista sistémico, de los riesgos que tiene el mecanismo de licitación de SCCT y que no pueden ser abordados en el marco de ese proceso.

A la luz de lo anteriormente expuesto, la Comisión afirma haber determinado la pertinencia de incorporar en el presente plan de expansión el Proyecto Condensadores, que consiste en la instalación de condensadores sincrónicos que aporten el nivel de potencia de cortocircuito requerido para la operación del Proyecto HVDC, pero condicionada al resultado del proceso de licitación de SCCT que lleva adelante el Coordinador, tal como se indica en el ITF. De esta forma, concluye, una vez que se conozca el monto de potencia de cortocircuito que se proveerá en virtud de la licitación de SCCT para la operación del Proyecto HVDC, podrá ser determinado el monto definitivo a ser licitado en el contexto del presente plan de expansión.

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

“(…) rechazar la discrepancia presentada por ACENOR y mantener en el presente plan de expansión la obra ‘Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos’, sin modificaciones en relación con lo indicado en el ITF.”

3.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

3.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra “Nuevo Sistema De Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos”
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados

3.2.2 Análisis

Acenor discrepa de la incorporación de la obra Nuevo Sistema de Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos” (“Proyecto Condensadores”) al Plan de Expansión 2022. Sostiene que la CNE no habría demostrado que esta obra sea beneficiosa para el SEN. Agrega que dicho organismo la incluyó para satisfacer los niveles de corto circuito requeridos por el Proyecto HVDC, cuya entrada en operación se proyecta para mayo de 2029.

En este contexto, afirma que incorporar el proyecto discrepado en el presente plan sería inconsistente, ya que su entrada en operación se proyectaría para julio de 2027, por lo que los clientes deberían comenzar a pagarla casi con dos años de antelación, sin un respaldo que lo justifique. Dado lo anterior, plantea que la decisión de incorporarlo al sistema se podría postergar para el Plan de Expansión 2023, lo que además permitiría conocer los resultados de la licitación del Coordinador de los condensadores sincrónicos y evaluar la obra con mejor información.

Según Acenor, la CNE tendrá mejor información el año 2024 para realizar todos los estudios y análisis y responder de mejor manera a diversas dudas de índole técnico y económicas que a su juicio surgen de este proyecto.

La discrepante sostiene que la CNE no habría evaluado la obra de acuerdo con el artículo 89 del Reglamento de Transmisión, el que exige analizar aquellas obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda, pudiendo para estos efectos considerar la tasa de salida, el costo de falla o los registros históricos de falla y la densidad de la demanda. Agrega que el citado organismo solo daría cuenta de que para el correcto funcionamiento del proyecto HVDC por temas de fortaleza de red se requieren inversiones por 285 millones de dólares adicionales. La discrepante también argumenta que la CNE no consideró la prestación de aporte de reactivos de las centrales existentes, y que, respecto a las estimaciones del Coordinador, no quedaría claro si este incluyó las centrales que podrían quedar despachadas a mínimo técnico o aquellas que de todas formas podrían estar despachadas por requerimientos de control de frecuencia en la zona.

Acenor afirma que la instancia coherente en términos regulatorios y técnicos para el análisis y recomendación de infraestructura que provea potencia de corto circuito es el Informe de SSCC. Agrega que desde el punto de vista técnico la instancia de este informe tendría claras ventajas respecto del ITF, en cuanto al detalle y profundidad de los estudios que se realizan, y los tiempos de ejecución de los procesos.

Según la discrepante, la LGSE le entrega al CEN obligaciones y atribuciones de forma de responder a los requerimientos del sistema, de modo tal que, si hay un déficit de recursos o infraestructura para prestar el SCCT, dicho organismo debe realizar una licitación para cubrir el requerimiento. Al respecto, hace presente que el Coordinador está llevando a cabo una "Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la Construcción y Explotación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito". Concluye que su discrepancia tiene por fin que se utilice el mecanismo específico que la LGSE considera para la prestación de un SSCC.

Colbún, en calidad de interesada, hace presente que la obra en disputa es imprescindible para que el sistema HVDC Kimal – Lo Aguirre pueda operar a su potencial proyectado. Agrega que, si bien las obras producen su mayor beneficio en el contexto del Proyecto HVDC, por sí solas mejoran los atributos de seguridad y confiabilidad del sistema, por lo que incluso si existiese un período de desfase sustancial entre la entrada en servicio de estas obras y el proyecto HVDC, sería un error sostener que los condensadores sincrónicos no van a estar aportando beneficios.

En relación con los argumentos presentados por Acenor, Colbún señala que la observación sobre el plazo de entrada de las obras no considera que, al estar condicionada al resultado de otra licitación previa (licitación del SCCT realizada por el Coordinador), el plazo otorga una holgura que es razonable para sortear imprevistos y diseñar una licitación eficaz.

A juicio de Colbún, la CNE cumplió debidamente su obligación de explicitar y fundamentar la incorporación de estas obras al ITF, dando cuenta además que su decisión se fundó en estudios específicos realizados por el Coordinador.

La Comisión, por su parte, hace presente que las estimaciones realizadas por la discrepante, en lo que respecta a la entrada en operación de la obra discrepada, se encontrarían erradas ya que una estimación realista de la fecha de entrada en operación sería el segundo semestre de 2028, lo que implicaría una diferencia de no más de seis meses respecto de la fecha de entrada en operación de la línea HVDC. En función de lo expuesto, para la CNE no sería correcto señalar que la postergación de la obra evitaría pagos innecesarios por parte de los clientes finales.

La Comisión destaca que el propósito de la incorporación de la obra es el cumplimiento de las condiciones de potencia mínima de cortocircuito bajo las cuales se diseñó el Proyecto HVDC, de modo de cumplir con el criterio de seguridad y calidad de servicio. Por otra parte, indica que el Informe SSCC 2023, que finalmente decantó en la consiguiente licitación llevada a cabo por el Coordinador, da cuenta de la existencia de una aprobación por parte del sector en relación con el desarrollo de dicho informe y los supuestos utilizados.

Para la CNE no existen razones para objetar la obra, dado que el propósito que se planteó con su incorporación es alcanzar el nivel mínimo de potencia de cortocircuito indicado en las bases de licitación del Proyecto HVDC, cuyo requerimiento es, además, inferior al que el Coordinador determinó como necesario en la licitación del SCCT.

Agrega que el monto establecido en el ITF se encuentra sujeto al resultado de la referida licitación.

La CNE sostiene que, de no garantizarse estas condiciones, el Proyecto HVDC vería limitada su capacidad de transferencia, debido a que no se estarían cumpliendo los requisitos mínimos indicados en las bases.

Respecto del argumento de la discrepante, en orden a que el Informe de SSCC correspondería a una instancia más idónea para lograr las inversiones requeridas, la Comisión sostiene que la información utilizada como base para sus cálculos se encontraría validada, al haber contado con estudios detallados y la posibilidad de discrepar. En este contexto, aclara que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 del Reglamento de SSCC, es ella la encargada de definir los SSCC y sus categorías mediante una resolución específica, razón por la cual tiene la facultad de determinar, entre los SSCC establecidos, aquellos que son necesarios para el SEN.

Por último, la Comisión indica que, teniendo en cuenta que la potencia de cortocircuito no es un SC ni una subcategoría del SCCT, y que los condensadores sincrónicos pueden prestar más de un servicio a la vez, existe la posibilidad de que, a partir de la licitación de SCCT realizada por el Coordinador, se pueda obtener un nivel inferior, superior o parcial de potencia de cortocircuito para la operación del Proyecto HVDC. Asimismo, argumenta que, si bien la licitación de SCCT puede ser más rápida que la licitación de la obra incluida en el plan de expansión, existen otros elementos en los que la licitación de SCCT puede tener riesgos.

A partir de lo expuesto, la CNE considera pertinente incorporar en el plan la obra en disputa, condicionada al resultado del proceso de licitación de SCCT que lleva adelante el Coordinador.

Según se advierte, en el presente caso está en discusión en qué medida la obra en análisis ha sido justificada por parte de la Comisión, respecto de su oportunidad, especificidad técnica y conveniencia económica.

En relación con la oportunidad, el Panel constata que en el ITF los plazos de construcción de los proyectos se contabilizan a partir del año 2025, con lo cual la holgura para postergar el proyecto formulado por la discrepante pierde fuerza. En efecto, con los plazos de inicio de construcción corregidos, la misma Comisión afirma que dicha holgura no sería mayor a seis meses, asumiendo que la entrada en operación del Proyecto HVDC ocurre en el primer semestre de 2029.

El Panel considera que en el marco del procedimiento que se emplea para determinar las obras que se incluyen en el plan de expansión, es fundamental que se desarrollen evaluaciones que permitan discernir si la obra elegida es técnicamente la más adecuada y si es la más conveniente en términos económicos. Lo anterior, a efectos de lograr los objetivos sistémicos que sustentan la regulación aplicable.

A juicio del Panel, en este proyecto la CNE se ha limitado a plantear que la obra se requiere para cumplir con los niveles de cortocircuito especificado en las bases de licitación del Proyecto HVDC, sin justificar la conveniencia de ésta. Por otra parte, la CNE afirma que, de no garantizarse el nivel mínimo de potencia de cortocircuito, el Proyecto HVDC vería limitada su capacidad de transferencia, lo que apunta a que se requeriría una evaluación por eficiencia operacional.

En el ITF se señala que el proyecto en análisis representa un requerimiento del orden de los 690 MVar en condensadores sincrónicos, en tanto que la licitación que actualmente gestiona el Coordinador contempla 1.023 MVar³, considerando cuatro barras referenciales. Lo anterior muestra que, con independencia de que la necesidad identificada en el ITF, que la CNE circunscribe a la S/E Kimal, la cantidad licitada por el CEN permitiría satisfacer la necesidad que origina la inclusión de la obra en el Plan de Expansión 2022.

Para el Panel, la falta de una evaluación económica de la obra por parte de la CNE, tanto sobre sus costos estimados y sus beneficios netos, como sobre eventuales alternativas técnicas, permiten concluir que la inclusión de la obra en el ITF no está suficientemente justificada. Con relación a los costos, cabe destacar que aquel identificado en el ITF para la obra en disputa no parece consistente con el costo incluido en la licitación realizada por el Coordinador.

³ Documento "Consideraciones Generales Licitación de Recursos para el Control de Tensión"

Además de lo ya indicado, cabe mencionar que el mecanismo de licitación de SSCC empleado por el Coordinador es razonablemente expedito para resolver a tiempo necesidades de potencia de cortocircuito, por cuanto la licitación en curso es suficiente para resolver los requerimientos del Proyecto HVDC si fuera adjudicada por completo. Incluso en el caso de que la licitación no fuese plenamente exitosa, lo que se conocerá a fines del presente año, hay tiempo para que el Coordinador realice nuevas licitaciones para obtener los recursos técnicos requeridos por el sistema en general y por el Proyecto HVDC en particular.

Por todo lo antes expuesto, el Panel acogerá la solicitud de la discrepante.

3.2.3 Dictamen

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

Eliminar del Plan de Expansión 2022 la obra "Nuevo Sistema De Compensación Reactiva Mediante Condensadores Sincrónicos".

4. NUEVA S/E PATAGUAL" Y "AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA 2X220 KV LAGUNILLAS – ARAUCO MAPA, TRAMO LAGUNILLAS – PATAGUAL

4.1 Resumen de la discrepancia y presentaciones de las partes

4.1.1 Presentación de Acenor

Acenor discrepa de la incorporación al ITF del Proyecto Patagual, señalando que la CNE no habría demostrado que éste representara obras económicamente eficientes para resolver la problemática identificada en el ITP.

La discrepante señala que, basado en diversos argumentos, realizó una observación al ITP requiriendo: (i) evaluar correctamente la obra con el criterio de Eficiencia Operacional, considerando diferentes alternativas de proyectos. En caso de no resultar con beneficio positivo, se solicita eliminar la obra "Nueva S/E Patagual, Seccionamiento de Línea 2x220 kV Charrúa - Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) y Seccionamiento de Línea 2x220 kV Lagunillas - Arauco Mapa en S/E Patagual 220 kV (IM) y Aumento de Capacidad De Línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual" del Plan de Expansión; y (ii) eliminar la obra "Nueva S/E Patagual, Seccionamiento de Línea 2x220 kV Charrúa - Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) y Seccionamiento de Línea 2x220 kV Lagunillas - Arauco Mapa en S/E Patagual 220 kV (IM) y Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual" del Plan de Expansión 2022, puesto que la CNE no demostró la pertinencia de incluirla de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión para obras para el abastecimiento de la demanda. Agrega Acenor en su observación que, aún en caso de que la Comisión demuestre que existe un problema de suficiencia, en ese caso debe evaluar cuál es el proyecto más económico para resolver el problema.

La asociación indica que la CNE respondió lo siguiente:

“No se acoge la observación.

En primer lugar, es necesario relevar que la obra Nueva S/E Patagual se incorpora por su aporte en términos de seguridad y calidad de servicio en la zona del Gran Concepción, en particular, para asegurar el cumplimiento del criterio N-1 en líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional.

En este sentido, si bien el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV otorga suficiencia y seguridad al sistema de transmisión de 220 kV, la S/E Patagual ofrece beneficios adicionales por su aporte a la seguridad y resiliencia de la zona, específicamente, en relación con eventos que pudiesen afectar a la línea completa (ambos circuitos, en caso de tender el segundo), tal como ocurrió en evento del día 04 de septiembre de 2022.”

A juicio de la discrepante, la recomendación del Proyecto Patagual no estaría metodológicamente bien realizada, ya que no se justifica adecuadamente conforme al Reglamento de Transmisión y, por tanto, sostiene que dicho proyecto debe ser eliminado del ITF.

Para Acenor existe una errada justificación asociada al criterio de suficiencia, puesto que conforme a lo establecido en el artículo 88 del Reglamento de Transmisión, el mencionado criterio considera que la Comisión debe determinar las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla. Agrega que, de acuerdo con los proyectos de expansión que resulten de este análisis, la Comisión podrá determinar lo siguiente:

“a) Someter proyectos directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión. Pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en SS/EE primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes. Excepcionalmente, para el caso de SS/EE primarias de distribución con potencia bajo los 20 MVA, el nivel de cargabilidad máxima a considerar será determinado y debidamente justificado por la Comisión en el respectivo informe técnico que contenga el Plan de Expansión; para el caso de líneas de transmisión, la Comisión podrá considerar criterios diferentes al señalado, debiendo justificarlo en cada caso en el informe técnico. Para estos efectos, se entenderá por cargabilidad máxima al cociente entre la demanda máxima de potencia en MVA del o las instalaciones de transmisión y la capacidad nominal de los mismos.

b) Someter proyectos a los análisis de las siguientes etapas. Se someterán a los análisis posteriores aquellos proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de operación y falla del Sistema Eléctrico.”

Según la asociación, del literal a) se desprende que las obras que pasan directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los proyectos de expansión son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones copulativas: (i) proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en SS/EE primarias de distribución alimentadas en forma radial; y (ii) en los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes.

La discrepante afirma que la demanda del gran Concepción no se abastece en forma radial, por lo que no cumple la condición (i). Además, prosigue, dado que la misma Comisión reconoce que la cargabilidad del sistema alcanza solo al 83%, tampoco cumple con la condición (ii).

Acenor indica que el Reglamento de Transmisión contiene dos excepciones para el criterio de cargabilidad: (i) Para las SS/EE primarias de distribución con potencia bajo los 20MVA, el criterio de cargabilidad podrá ser modificado y justificado por la Comisión; y (ii) Para las líneas de transmisión el criterio de cargabilidad podrá ser modificado por otro criterio, debiendo la Comisión justificarlo en el informe. Sin embargo, prosigue, en ambos casos se debe mantener que sean proyectos que se abastezcan en forma radial, ya que las excepciones tienen relación con el criterio de cargabilidad, y no con la topología del sistema que se analiza.

De este análisis la discrepante desprende que la obra en cuestión no puede ser recomendada por el criterio del literal a) del artículo 88 del Reglamento de Transmisión, toda vez que: (i) la demanda del gran Concepción no se abastece radialmente, y no se cumple con la cargabilidad mínima de 85%; y (ii) aunque se considere que la demanda se abastece radialmente, el caso analizado no corresponde a ninguna de las excepciones, es decir, prosigue, no se refiere a SS/EE de menos de 20 MVA, y, asimismo, la Comisión no plantea ni justifica ningún criterio distinto para evaluar la línea de transmisión.

Respecto del literal b), la discrepante señala que la Comisión no evalúa esta obra por Eficiencia Operacional, pese a que fuera solicitado por Acenor, por lo que la presente obra no puede ser recomendada por el Criterio de Suficiencia. Hace presente que este literal b) es el que debería haber utilizado la CNE para evaluar esta obra por el criterio N-1.

Según Acenor, la CNE habría efectuado una errada justificación asociada al criterio de seguridad. Al respecto indica que el Reglamento de Transmisión en su artículo 89 detalla las condiciones bajo las cuales la Comisión podrá evaluar obras de expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda, contexto en que explicitan los siguientes criterios: (i) considerando la disminución de energía no suministrada; (ii) mejorando los índices de calidad de servicio; o (iii) mejorando la confiabilidad. Agrega que para ello la Comisión podrá considerar antecedentes tales como: las tasas de salida de elementos de transmisión, el costo de falla de corta duración, los registros históricos de falla de instalaciones de transmisión, y la densidad de la demanda.

Según la discrepante, si bien la CNE muestra un análisis respecto de la mejora de índices de calidad de servicio al exponer que en eventos de falla habría sobrecarga en un tramo de una línea específica (Charrúa – Claudio Arrau), y que frente a este evento habría una tensión en

Lagunillas que estaría bajo lo permitido, este análisis no está realizado de manera correcta. En efecto, prosigue, al realizar el flujo de potencia la Comisión no considera la existencia de centrales que pueden inyectar energía dentro del gran Concepción, en virtud de lo cual lo correcto es que se hubiese considerado diferentes alternativas de generación y demanda máxima, y también un caso con generación despachada fuera de orden económico, visualizando si el ahorro de la obra propuesta justifica la inversión. A modo de ejemplo, Acenor señala que existen las siguientes centrales en el gran Concepción: Arauco, Cañete, Coronel, Energía Biobío, FPC, Horcones, Lebu, MAPA, Newen, PetroPower y Trongol.

Luego, la asociación se refiere al artículo 71 del Reglamento de Transmisión, que detalla los objetivos que debe considerar la planificación: eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación. En particular, destaca que respecto del objetivo de eficiencia económica la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando el literal c), esto es considerar "Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en los distintos Escenarios Energéticos que defina el Ministerio en la Planificación Energética".

Teniendo presente lo expuesto, Acenor manifiesta haber solicitado a la CNE que evaluara el segundo circuito de Charrúa – Lagunillas, la que a juicio de la discrepante cumplía los mismos objetivos que buscaba este organismo, con un valor de inversión de USD 16,9 millones, cifra que contrasta con del Proyecto Patagual, que estima en USD 141 millones. Para la discrepante, este mayor costo de USD 125 millones (USD 141 millones versus USD 16 millones) no tiene un respaldo que lo justifique.

Frente a la mencionada solicitud, la discrepante indica que la CNE respondió que no se acogía la petición por lo motivos antes mencionados, que hacen referencia a "eventos que pudiesen afectar a la línea completa (ambos circuitos, en caso de tender el segundo), tal como ocurrió en evento del día 04 de septiembre de 2022." Es decir, afirma la asociación, la Comisión descarta tender el segundo circuito porque la obra propuesta permite aumentar la resiliencia de la zona frente a eventos como el del día 4 de septiembre de 2022, que consistió en la detonación de un explosivo en una torre de esa línea, la cual dejó fuera de servicio el tramo, por lo que, en caso de instalar el segundo circuito y producirse nuevamente un atentado, saldrían los dos circuitos fuera de servicio.

Para la discrepante, el Proyecto Patagual está sobredimensionado y excede cualquier análisis de eficiencia económica que pueda realizarse en el Plan de Expansión 2022. En cualquier caso, agrega, el tendido del segundo circuito demoraría 40 meses, según lo analizara la Comisión en el Proceso del año 2020, versus los 60 meses de la S/E Patagual, por lo que el tendido del segundo circuito Charrúa – Lagunillas puede perfectamente ser evaluada en el siguiente proceso de planificación, si fuese necesario, y entraría en operación antes que la S/E Patagual.

Por otra parte, Acenor afirma que se ha realizado una errada evaluación del criterio de resiliencia, cuyos criterios de aplicación se encuentran en el artículo 92 del Reglamento de Transmisión. Agrega que en éste se dispone que la CNE deberá determinar los proyectos de

expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventos de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otros motivos. En este análisis, añade, la Comisión deberá determinar si los proyectos de expansión de transmisión nacional y zonal resultantes de las etapas anteriores permiten al SEN responder frente a situaciones extremas o perturbaciones, de manera de disminuir los riesgos en el abastecimiento de la demanda, sin que se degraden las condiciones normales de operación técnica y económica.

A juicio de la asociación, la CNE no realiza el análisis antes indicado, ni en el ITP ni en el ITF, efectuando solo un comentario respecto a la resiliencia en la respuesta a Acenor como un argumento para desechar su propuesta de obra alternativa. Para la discrepante, si la Comisión hubiese hecho algún análisis de resiliencia en el informe:

- (i) Habría definido esta contingencia, tal como lo requiere el inciso tercero del artículo 92 del Reglamento de Transmisión. Ni en el ITP ni en el ITF la CNE identifica como una contingencia un atentado como el ocurrido el 4 de septiembre de 2022.
- (ii) Aún en el caso de que hubiese supuesto algún atentado el análisis de resiliencia exige revisar si la obra propuesta es, valga la redundancia, resiliente, por lo tanto, debería haber supuesto un atentado en las líneas que permiten abastecer el gran Concepción (tramo de línea Charrúa – Patagual de la línea Charrúa Santa María, línea Lagunillas – Patagual, etc), y no solo para la línea Charrúa – Lagunillas. A juicio de Acenor no sería correcto realizar un análisis de resiliencia sólo para la obra que no es recomendada. Esto según el requerimiento del artículo 92 cuando señala que “la Comisión evaluará el comportamiento del Sistema Eléctrico considerando los proyectos de expansión resultantes de las etapas previas”.
- (iii) Habría considerado cuál es la demanda crítica del gran Concepción, ya que un análisis de resiliencia como el que pretende argumentar la Comisión no busca que no se interrumpa el suministro, sino que se pueda reponer razonablemente en los tiempos que el evento lo amerita. Lo anterior es claro del Reglamento de Transmisión cuando señala que la Comisión “deberá considerar en este análisis la continuidad de suministro de aquella demanda asociada a servicios indispensables para resguardar la seguridad y salud de la población”.
- (iv) Finalmente, y tal como lo señala el inciso final del artículo 92:

“[p]ara efectos de la evaluación de factibilidad técnica y valorización de los proyectos de transmisión que resulten de este análisis, deberá aplicarse lo señalado en la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, señalada en el Artículo 90.- del presente reglamento y, para efectos de su evaluación económica, se utilizará la misma metodología establecida en la etapa de Análisis Económico a que se refiere el artículo precedente, suponiendo la ocurrencia de la o las contingencias consideradas”.

Y es que el Análisis Económico detallado en el artículo 91 es explícito en señalar que “[l]a Comisión en la etapa de Análisis Económico de los Proyectos de Expansión deberá determinar los proyectos de expansión que resulten económicamente eficientes y necesarios para el desarrollo del Sistema Eléctrico, en base a los proyectos que han resultado de las etapas anteriores, para ser incorporados a la cartera intermedia de proyectos con la que concluye esta etapa”.

Así, una obra que es 125 millones de USD cubre el mismo objetivo.

En definitiva, la discrepante afirma que la CNE no evaluó conforme al Reglamento de Transmisión la obra según las exigencias que el análisis de resiliencia amerita. Además, hace presente en caso de que se hubiese realizado algún análisis se habría llegado a la conclusión de que el tendido del segundo circuito era más económico y cumplía los mismos objetivos, por lo cual habría tenido que, por eficiencia económica, ser considerado dentro del Plan de Expansión 2022.

Acenor afirma que se hizo una errada referencia al criterio N-1, en tanto la CNE señala en la respuesta a Acenor para desestimar el tendido del segundo circuito Charrúa – Lagunillas, que “la obra Nueva S/E Patagual se incorpora por su aporte en términos de seguridad y calidad de servicio en la zona del Gran Concepción, en particular, para asegurar el cumplimiento del criterio N- 1 en líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional”. Es decir, prosigue la discrepante, la Comisión busca mantener con esta obra el criterio N-1 en el SEN, sin embargo, ni en el Informe Preliminar ni en el Final se hace referencia alguna a que la obra sea propuesta por este criterio. La única referencia al criterio N-1, agrega, se encuentra cuando recomienda el aumento de la capacidad de transmisión de la resultante línea Lagunillas – Patagual 220 kV (parte de la actual línea Lagunillas – MAPA 220 kV), de manera de mantener el criterio N-1 en dicha línea.

La discrepante argumenta que, si fuese esta la razón por la que se está justificando la obra, entonces la CNE tendría que haber evaluado el cumplimiento del criterio N-1 considerando las instalaciones de generación en el área involucrada, justamente porque este es un sistema enmallado con generación. Señala que en el SEN el criterio N-1 se puede cumplir con líneas de transmisión o con instalaciones de generación, y procede entonces realizar una evaluación por eficiencia operacional para determinar si es más económico operar con las unidades de generación o construir la nueva instalación de transmisión. Para ello, prosigue, en términos simplificados, la metodología debe incluir primero el cálculo del límite de transmisión con criterio N-1 sin proyecto y con proyecto, y luego ejecutar el modelo OSE para verificar si el eventual despacho de generación local requerido para mantener el criterio N-1 sin proyecto es o no más costoso que realizar la inversión en transmisión. No obstante lo anterior, según Acenor la CNE no realizó esta evaluación en el ITP ni en el ITF.

Por último, la asociación afirma que, si se hubiese realizado la evaluación de la obra alternativa, esto es el tendido del segundo circuito Charrúa – Lagunillas, habría resultado con más beneficio que la obra propuesta por la Comisión, ya que: (i) el tendido del segundo

circuito se traduce en el mismo beneficio de seguridad que plantea la Comisión (lo cual fue reconocido por este organismo; y (ii) es más eficiente económicamente (USD 125 millones más económica). Cualquiera sea el caso, concluye, la obra propuesta por la CNE no cumple los criterios necesarios para ser incorporada en el Plan de Expansión, puesto que hay una obra más económica que cumple con el mismo objetivo, y cuyos plazos de desarrollo son compatibles con decretarla en el siguiente proceso de planificación.

En presentación complementaria la discrepante indica que el problema de resiliencia señalado por la Comisión responde a atentados terroristas e incendios forestales, que podrían afectar al tramo de 20 km en el cual las líneas que abastecen Concepción van en paralelo. Al respecto, hace notar que formalmente la CNE debe señalar de manera explícita en el ITP y en el ITF cuales son los eventos para el análisis de resiliencia, sin embargo, agrega, en estos informes no se incluyen los atentados ni los incendios como eventos a ser analizados bajo este concepto. Luego, manifiesta su preocupación sobre la aceptación de que un atentado terrorista aislado pueda ser considerado como el evento decisivo para recomendar una obra por resiliencia, toda vez que existen numerosas áreas del sistema eléctrico en las que se abastece la demanda con líneas de doble circuito, que cumplen con el criterio N-1, pero que bajo este enfoque de la autoridad no serían resilientes frente a un atentado terrorista. Concluye que este criterio implicaría la recomendación de muchas obras de transmisión que, en caso de construirse, tampoco asegurarían la continuidad de servicio frente a atentados terroristas, toda vez que es posible atacar contra más de una torre paralela.

Para la asociación, del mismo modo, considerar los incendios como un evento dentro del análisis de resiliencia también redundaría en una conclusión similar, toda vez que existen numerosas áreas del sistema eléctrico en las que se abastece la demanda con líneas de doble circuito, que cumplen con el criterio N-1, pero que no serían resilientes frente a incendios. Indica que, además, la regulación tiene un tratamiento particular para proteger las líneas de transmisión frente a incendios; el cumplimiento del Pliego Técnico Normativo N°7 que señala en el punto 4.12 que “[e]l titular de la línea eléctrica deberá mantener su franja de seguridad libre de toda vegetación o material que pueda poner en peligro la línea en caso de incendio”. Más aún, la discrepante destaca que la Comisión ha omitido señalar que el sistema del Gran Concepción no sólo se abastece desde la S/E Charrúa; se está construyendo un sistema 2x220 kV que conecta con un doble circuito la S/E Itahue con la S/E Hualqui y que apoya a la zona de Tome y Chiguayante con rutas de abastecimiento alternativas que no emplean el corredor de abastecimiento a Concepción que señala la CNE, sino que sus trazados emplean zonas costeras.

Finalmente, señala que si la desventaja del proyecto del segundo circuito de Charrúa – Lagunillas son las torres en común con el primer circuito, la CNE podría haber planteado el proyecto de tendido del segundo circuito Charrúa – Lagunillas considerando estructuras nuevas en un tramo de 20 km, tendido que tendría un costo que estima en USD 7 millones.

En relación con la entrega de una solución para aprovechar de mejor manera el potencial eólico de la zona del golfo de Arauco, Acenor destaca que en el Informe del Plan de Expansión

2021 la CNE incluyó el proyecto “Ampliación en S/E Hualqui 220 kV (IM)” dentro de la categoría de proyectos por acceso abierto, señalando en el numeral 8.5.6 lo siguiente:

“El proyecto tiene como objetivo permitir la conexión de nuevos proyectos de generación en la subestación Hualqui con la finalidad de aprovechar el potencial energético que tiene la Región del Bio-Bio, en particular las comunas de Chiguayante, Hualqui, Florida, Yumbel, Coronel y Santa Juana [...]”

La discrepante observa que la S/E Hualqui se encuentra a tan sólo 20 km de la ubicación propuesta para S/E Patagual y que no se justifica una S/E por acceso abierto cada 20 km, si las existentes cuentan con posiciones disponibles o estas pueden ser ampliadas sin mayor dificultad.

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

“(...) eliminar del Plan de Expansión 2022 las obras ‘Nueva S/E Patagual’ y ‘Aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, tramo Lagunillas – Patagual’.”

4.1.2 Presentación de Alfa

Alfa, en calidad de interesada, señala que desde hace varios años distintos actores involucrados en la planificación de transmisión (Comisión, Coordinador, Panel, distintas empresas transmisoras, etc.) han identificado que el gran Concepción necesita expandir su capacidad de transmisión hacia al SEN para abastecer a la demanda, otorgar seguridad y dar resiliencia a los consumos, y que hasta esta fecha ninguna solución estructural a esta necesidad ha sido decretada. Agrega que existen dos circunstancias que han intensificado la necesidad de poder contar con esta solución a la brevedad: (i) el retiro anticipado de Bocamina 2; y (ii) el atentado perpetrado el pasado 4 de septiembre sobre la línea de alta tensión en 220 kV Hualqui – Lagunillas, que implicó que dicho circuito no estuviera disponible por más de 2 meses.

Según Alfa, Acenor plantea en su discrepancia que el tendido del segundo circuito de la línea Charrúa-Lagunillas cumple los mismos objetivos que la Nueva S/E Patagual, pero que es “sustancialmente más económica”. Según la interesada, la propuesta de Acenor (el tendido del segundo circuito de Charrúa-Lagunillas) no cumple los objetivos de la planificación de la transmisión de igual manera que la solución planteada por la CNE en el ITF (la Nueva S/E Patagual y el aumento de Capacidad del tramo Lagunillas-Patagual), siendo esta última superior en términos de garantizar la seguridad y aportar más resiliencia al suministro de los consumos del Gran Concepción.

Alfa indica que, conforme se describe en el ITF, el Proyecto Patagual consiste en la construcción de una nueva S/E mediante el seccionamiento de las líneas 2x220 kV Charrúa – Central Santa María y 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, con sus respectivos paños de línea y un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio, junto con los respectivos enlaces. Esta S/E, prosigue, se emplazará aproximadamente a 3 km al poniente de la S/E Central Santa María, siguiendo el trazado de la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María, dentro de un radio de 3 km respecto de ese punto.

La interesada reitera que no es la primera vez que se discute la necesidad de reforzar el abastecimiento del gran Concepción, ya que, en distintos planes de expansión, así como en otros documentos del Coordinador o la CNE, se ha venido “avisando” de la necesidad de contar con una solución de transmisión que permita entregar mayor seguridad al abastecimiento de energía eléctrica de esa zona. En este contexto, expone varios ejemplos:

- Primer aviso: Plan de Expansión 2019 y Dictamen N°2-2020

En el ITP del Plan de Expansión del año 2019, la Comisión incorporó una obra de ampliación denominada “Tendido Segundo Circuito Línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas y Seccionamiento en S/E Hualqui”, cuyo propósito era: “[...] dar solución a los problemas de suficiencia y mejorar la seguridad del sistema de transmisión, principalmente para las comunas de Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, Hualqui, San Pedro de la Paz y Coronel”. Esta obra finalmente no fue incorporada en el Informe Técnico Final de la CNE, ante lo cual Transelec discrepó ante este Panel, solicitando su reincorporación. Como consta en el Dictamen N°2-2020, se termina rechazando la discrepancia.

- Segundo aviso: Retiro de Bocamina 2

En el año 2019, el Ministerio y las Empresas AES, Colbún, Enel, Engie, establecieron acuerdo voluntarios y vinculantes sobre el retiro (o transformación) programado de unidades de generación en base a carbón. En el caso de las unidades Bocamina 1 y Bocamina 2, las fechas comprometidas inicialmente para el retiro de tales unidades se había establecido para el 31 de diciembre del 2023 y 31 de diciembre del 2040, respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, ambas fechas se adelantaron: Bocamina 1 se retiró el 31 de diciembre de 2020, mientras que Bocamina 2 el 30 de septiembre de 2022. En la resolución que autoriza el cierre anticipado de Bocamina 2, la CNE advierte que con el objetivo de mantener el criterio N-1, es necesario el desarrollo de proyectos de transmisión estructurales en la zona. Es decir, nuevamente -y ahora a propósito del proceso de descarbonización- la CNE y el Coordinador advierten la necesidad de una obra de transmisión que refuerce la seguridad en la zona de Concepción.

- Tercer Aviso: Plan de Expansión 2020 y Dictamen N°7-2021

Con ocasión del Plan de Expansión 2020 se volvió a discutir el reforzamiento de la seguridad del gran Concepción, en el contexto de la discrepancia presentada por Transelec ante el Panel para incorporar el proyecto “Tendido Segundo Circuito Línea 2X220 kV Charrúa – Lagunillas, con Seccionamiento en S/E Hualqui y Ampliación en S/E Hualqui”. En el Dictamen N°7-2021, se rechaza la solicitud de Transelec, pero nuevamente advierte sobre la necesidad de esta obra, señalando que “se constata que aun con la ampliación de la línea 220 kV Charrúa - Hualpén, la operación de las líneas que abastecen la zona de Concepción - Coronel desde la S/E Charrúa estaría exigida en el futuro, lo que indica que es probable que se necesitará la ampliación propuesta por la discrepante en el mediano plazo, por lo que podría ser necesario analizarla nuevamente en el Plan de Expansión 2021”.

- Cuarto aviso: Plan de Expansión 2023

En el mes de enero de 2023, en su análisis del abastecimiento del gran Concepción, el Coordinador analiza y recomienda el proyecto "Nueva S/E Galvarino" cuya principal justificación es seguridad y resiliencia. La referida obra es básicamente idéntica a la Nueva S/E Patagual, en tanto "El proyecto consiste en el seccionamiento de las líneas de transmisión 2x220 kV Charrúa – Santa María y 2x220 kV Lagunillas – Mapa justo en el cruce de ambas. La nueva subestación contempla un patio de 220 kV en configuración interruptor y medio con cuatro diagonales completas. Además, el proyecto debe contemplar la extensión de las barras para permitir el desarrollo de al menos dos diagonales adicionales para la conexión de futuros proyectos".

Alfa concluye esta parte, señalado que desde hace varios planes de expansión se viene advirtiendo, por varios actores distintos (CNE, Coordinador, Transelec y el Panel), la necesidad de robustecer el suministro de energía eléctrica del gran Concepción.

A continuación, la interesada se refiere al atentado del 4 de septiembre de 2022. Al respecto indica que, sin perjuicio de que el atentado no provocó la pérdida de suministro del gran Concepción, produjo que durante la ausencia de la línea de transmisión el abastecimiento estuviese comprometido o al menos al límite de un abastecimiento seguro.

Alfa destaca que al final del mes de septiembre se produce un gran cambio en los niveles de consumo de la zona, debido al retiro de la central Bocamina 2 lo que implicó suplir ese suministro con generación proveniente de otros sectores del SEN, traducándose en un significativo aumento del uso de las instalaciones de transmisión que abastecen la zona. Concluye que con el retiro de Bocamina 2, el abastecimiento del gran Concepción depende en definitiva de las capacidades de las redes de transmisión, así como también de la disponibilidad de las mismas y del estado y disponibilidad de la generación local restante.

De un ejercicio hipotético Alfa concluye que para mantener el abastecimiento en niveles seguros durante la duración de la contingencia se debería poder controlar el despacho por parte del Coordinador de forma permanente de todas las centrales PMGD, autoprodutores y contar con alta disponibilidad eólica, lo que a su juicio parecería ser una consideración demasiado optimista. A lo anterior, prosigue, se suma el hecho de que los nuevos proyectos de consumo como el de MAPA vienen a profundizar la condición previamente descrita en vez de proveer alivio (lo que se puede desprender de la observación 14-4 de la empresa ABSA al ITP).

Por otra parte, la interesada destaca que del análisis de las tablas incluidas en la Minuta DAOP N°2/2022, que se reproducen a continuación, se desprende que la condición de abastecimiento segura de la demanda depende de diversos factores para ese período de tiempo.

Tabla Minuta DAOP N°2/2022

			T° ambiente con presencia de sol				
			< 15°C	20°C	22°C	25°C	30°C
CON generación de las centrales Coronel, Horcones y Newen	Demanda de Corte Zona de Concepción [MW]		440	440	440	410	350
	Estimación de horas al día <u>con generación diésel, para operar con criterio de seguridad N-1</u> (octubre a noviembre)	Días laborales	13	13	13	2,5	0
		Fines de semana	18	18	18	7	1
			< 15°C	20°C	22°C	25°C	30°C
SIN generación de las centrales Coronel, Horcones y Newen	Demanda de Corte Zona de Concepción [MW]		355	355	355	330	270
	Estimación de horas al día <u>sin generación diésel, para operar con criterio de seguridad N-1</u> (octubre a noviembre)	Días laborales	2	2	2	0	0
		Fines de semana	6	6	6	1	0

Para Alfa la situación de abastecimiento global del gran Concepción es actualmente precaria y feble, esto porque en términos finalistas depende de la disponibilidad confiable de oferta, y de que en cada temporada estival los incendios forestales no afecten los corredores de transmisión compartidos, que las temperaturas de las zonas por donde transite las redes no excedan sus condiciones de diseño, así como también que la demanda solo crezca a un ritmo y nivel que pueda ser manejable con los recursos disponibles de generación.

En virtud de lo anterior, afirma que ha llegado el momento en que se deben definir y proponer aquellas obras de transmisión estructurales para hacer frente a las diferentes problemáticas que se han identificado y destacado desde el 2019 a la fecha, para que en definitiva puedan ser decretadas, licitadas y se pueda contar con ellas lo antes posible.

A continuación, Alfa afirma que la Nueva S/E Patagual permite cumplir los objetivos de la planificación de la transmisión de mejor manera que un segundo circuito entre Charrúa y Lagunillas. Al respecto, plantea los siguientes argumentos:

- Permite disponer de la producción de la Central Santa María para el abastecimiento directo del Gran Concepción

Con la Nueva S/E Patagual, se logra unir las líneas que conectan la Central Santa María con la S/E Charrúa con la línea que conecta el proyecto MAPA con la S/E Lagunillas, lo que trae consigo que la producción de la Central Santa María pueda en parte abastecer directamente al gran Concepción, en vez de tener que alimentar la S/E Charrúa y luego mediante las líneas de transmisión retornar hacia la demanda. Lo anterior restaura en algún grado la condición de suministro previo al retiro anticipado de las centrales Bocamina 1 y 2, al ser la Central Santa María una central más bien de base en el abastecimiento del SEN.

- Otorga más seguridad y resiliencia al gran Concepción, al contar con una ruta alternativa. Adicionalmente, la nueva conexión Charrúa – Patagual – Lagunillas provee de una ruta alternativa física independiente del resto de líneas de transmisión que abastecen al gran Concepción, tal como lo advierte el Coordinador en su propuesta para el Plan de Expansión del año 2023.

El tendido del segundo circuito de la línea entre Lagunillas y Charrúa solo acentúa el riesgo antes identificado, ya que también compartiría el mismo corredor común de aproximadamente 15 km, emplazado en zona de riesgo de incendios.

- Ofrece mayor seguridad ante nuevos atentados

De la misma manera, del hecho que se trate de una línea de transmisión independiente (y no el segundo circuito de una línea que ya existe), se sigue que ofrece una mayor seguridad y resiliencia al Gran Concepción en caso de atentados; un atentado sobre la línea Santa María – Charrúa no afecta la línea Lagunillas – Charrúa, pero un atentado sobre un circuito de la línea Lagunillas – Charrúa sí afecta su segundo circuito.

El atentado del 4 de septiembre de 2022 sobre la línea Hualqui – Lagunillas obliga a planificar para este nuevo escenario. Lamentablemente, ese atentado no fue la única alerta. Como es de público conocimiento, recientemente se perpetraron dos nuevos atentados en contra de instalaciones de transmisión, uno de ellos en la Región del Biobío. Desde el punto de vista de la resiliencia, los tres circuitos que abastecen actualmente al gran Concepción están expuestos a riesgos comunes (incendios y atentados) dado que comparten un mismo corredor por una extensión relevante. No tiene sentido que la solución que se proponga para aportar seguridad y resiliencia al gran Concepción esté expuesta a exactamente el mismo riesgo.

En virtud de todo lo expuesto, Alfa solicita al Panel tener por formuladas sus observaciones y, en definitiva, rechazar la discrepancia de Acenor antes referida.

Alfa, en escrito complementario, declara haber contratado a un consultor externo (KAS Ingeniería) para que realizará un análisis del abastecimiento y resiliencia del gran Concepción al 2029, de manera de entregar mayor visibilidad sobre: (i) la necesidad de realizar una obra de expansión en dicha zona; y (ii) de qué manera la obra de expansión Nueva S/E Patagual es mejor que el tendido del segundo circuito entre Charrúa-Hualqui-Lagunillas, que sería la obra que propone Acenor.

La empresa acompaña el informe antes señalado, e indica que este concluye lo siguiente:

- “• Para la condición sin obras de expansión (Escenario Base), el sistema no puede asegurar un completo abastecimiento de la demanda debido a la pérdida de N-1 ante diferentes contingencias. Los consumos al año 2029 por sobre una demanda máxima de 420 MW se verían expuestos a este riesgo de forma permanente.
- En los casos en que existe infraestructura indisponible, el sistema se enfrenta primero al riesgo de no poder abastecer la demanda. Luego, para abastecerla, según el caso, se requeriría de un conjunto de acciones operacionales, además del aporte permanente de alrededor de 220 MW de generación local. A pesar de todo lo anterior, aún los aumentos de demanda por sobre 417 MW estarían expuestos al riesgo de perder el abastecimiento ante diferentes contingencias.

- La inclusión de soluciones estructurales, como el caso de S/E Patagual, permite reducir el número de contingencias ante las cuales el sistema se ve expuesto al riesgo de perder suministro. También reduce la cantidad de líneas que se ven sobrecargadas por las contingencias.
- Ante la condición de indisponibilidad de infraestructura, la S/E Patagual permite abastecer la demanda sin recurrir a acciones operacionales. También reduce la cantidad de contingencias ante las cuales el sistema y los consumos se ven expuestos al riesgo de pérdida de suministro. Adicionalmente reduce la cantidad de líneas que se ven impactadas por las contingencias.
- En comparación con el tendido de un segundo circuito entre Charrúa – Hualqui – Lagunillas, la S/E Patagual reduce tanto las contingencias ante las cuales el sistema se ve expuesto al riesgo de pérdida de suministro, así como también la extensión en la cantidad de líneas expuestas o afectadas por las contingencias que ponen en riesgo el suministro. Esto último impactará en las siguientes obras de los siguientes planes de expansión al requerirse menos intervenciones en la infraestructura del sistema, dado que son menos contingencias que enfrentarse y/o infraestructura afectada.
- El consumo en MAPA profundiza problemas en sobrecarga de líneas por efecto de contingencias junto con la cantidad de contingencias que afectan al Sistema. Sin embargo, la S/E Patagual hace frente al aumento de la demanda en MAPA por lo que no provoca un mayor problema, a diferencia del segundo circuito entre Charrúa – Hualqui – Lagunillas que no ayuda significativamente a reducir los casos de sobrecarga con respecto al Escenario Base.”

En virtud de lo anteriormente expuesto, Alfa solicita al Panel tener por formuladas sus observaciones respecto al proyecto “Nueva S/E Patagual” y rechazar la discrepancia presentada por Acenor.

4.1.3 Presentación de Colbún

Colbún, en calidad de interesada, afirma que Acenor solicita remover las obras del Proyecto Patagual del ITF, argumentando que éste no se encontraría suficientemente justificado de acuerdo con criterios de suficiencia y de seguridad y que, finalmente, no se habría acogido su propuesta alternativa de un segundo circuito Charrúa – Lagunillas, por criterio de resiliencia.

Sobre la supuesta falta de justificación, la interesada menciona que este proyecto no fue introducido sólo por criterios de seguridad y suficiencia, sino que para el abastecimiento de la demanda (al igual que todos los proyectos ubicados en la sección 8.3 del ITF). Por lo tanto, agrega, la crítica de Acenor en cuanto a que no cumpliría con los requisitos específicos de obras que solo se sustentan por criterios de suficiencia y de seguridad no son pertinentes.

Para Colbún, el hecho de que la obra se justifique por abastecimiento de la demanda implica que se trata de una obra esencial, en un contexto en el que debe encontrarse en el corto plazo una solución para prevenir que se llegue a un punto en que la infraestructura de transmisión es insuficiente para un abastecimiento seguro. Además, prosigue, para efectos

de determinar qué solución es la adecuada, es importante considerar que se trata de uno de los polos industriales del país, que se encuentra en una zona recurrentemente afectada por desastres naturales (terremotos, maremotos e incendios, sólo por nombrar algunos más o menos recientes), como también con un alto riesgo de indisponibilidad por acción directa de terceros (como lo ocurrido el recién el 10 de junio pasado cuando un hubo un atentado explosivo derribó una torre de alta tensión en Cañete y el incidente de 4 de septiembre de 2022 al que se refiere Acenor en su escrito).

Para Colbún sería evidente que la propuesta alternativa de Acenor (segundo circuito en el tramo Charrúa – Lagunillas), enfrenta un riesgo similar a las actuales líneas de transmisión que abastecen al gran Concepción, dado que utiliza la misma franja de éstas.

Al respecto, señala que los cuatro circuitos que hoy en día abastecen la zona del gran Concepción comparten la misma franja por alrededor de 15 km y por otros 5 km están distanciados a menos de 200 metros. Agrega que esta franja compartida está justamente en una zona con alta probabilidad de incendios forestales.

Colbún sostiene que no se requiere hacer un estudio particularmente complejo para comprender que, si se concentran todas las líneas en un solo trazado el sistema se expone a una vulnerabilidad importante, contexto en que cualquier siniestro que afecte dicho trazado va a tener la capacidad de cortar todo el abastecimiento de energía de la zona. Si bien es cierto que existen algunas centrales capaces de abastecer parte de la energía, según la interesada en ningún caso son capaces de abastecer la totalidad de la demanda requerida.

Colbún considera que para resolver el problema de abastecimiento de la demanda de la zona la solución debiera pasar por la construcción de una obra que utilice un trazado distinto al que concentra la totalidad de las líneas hoy en día (que expone su vulnerabilidad), diversificando el riesgo al permitir la conexión a otras fuentes de generación. En virtud de lo argumentado, estima que las obras propuestas por la Comisión parecieran ser la solución óptima para resolver este problema.

La empresa destaca que los mayores costos de estas obras, en comparación con la propuesta de Acenor, se derivan del cambio de calificación de líneas dedicadas (principalmente la línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María), los que, si bien pueden ser elevados, son una solución más eficiente que construirlas desde cero y mantener subutilizadas las líneas dedicadas.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Colbún solicita al Panel rechazar la discrepancia presentada por Acenor.

4.1.4 Presentación de la CNE

La Comisión argumenta que la obra en disputa corresponde a una obra multipropósito, por lo que no sería correcto un enfoque parcelado, pretendiendo que por cada una de las dimensiones en que dicha obra genera beneficios se justifique su incorporación en forma independiente. Más bien, agrega, lo que corresponde para analizar la pertinencia de la obra es una mirada integral de los distintos beneficios que esta entrega al SEN.

La CNE destaca que los análisis desarrollados dan cuenta de la necesidad de incorporar una obra que permita operar la zona de Concepción con un nivel de seguridad consistente con el criterio N-1. A su vez, prosigue, existen alternativas de menor costo para efectos de conseguir una operación con criterio de seguridad N-1 en la zona de Concepción, por ejemplo, a través de la obra "Tendido del segundo circuito línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui – Lagunillas" ("2do circuito a Lagunillas") la cual ha sido analizada en procesos de expansión anteriores. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión hace presente que esta última obra, si bien permite entregar el nivel de seguridad indicado, constituye una alternativa de menor aporte a la seguridad y resiliencia de la zona, ya que no entrega un trazado alternativo para el abastecimiento de la demanda, resultando igualmente expuesta a eventos como incendios forestales o atentados como el registrado en septiembre de 2021, y que originó la emisión de una minuta de operación por parte del Coordinador (Minuta DAOP N°02/2022) que desarrolla algunas medidas a considerar frente a dicha condición.

Para la Comisión, desde el punto de vista de seguridad de servicio y resiliencia frente a atentados o incendios en los cuales se pierde una línea completa y no solo uno de sus circuitos, la obra segundo circuito a Lagunillas no entrega una protección adecuada. En cambio, argumenta, el Proyecto Patagual sí cumpliría con dicho objetivo, al ofrecer un trazado físicamente alternativo al de la línea Charrúa – Hualqui – Lagunillas 220 kV.

Destaca la CNE que la zona del Golfo de Arauco presenta un alto potencial de generación eólica, el cual es desarrollado por el modelo de optimización con el que se definen los EGPT. De esta forma, prosigue, con motivo de los análisis llevados a cabo para la elaboración del ITP, se definió la incorporación de la SS/EE Patagual y Vado Pedregoso, con el propósito de evacuar dicho potencial y apoyar el abastecimiento de la demanda en la zona de Curanilahue y alrededores, en donde se dio cuenta de las necesidades en términos de suficiencia, seguridad y calidad de servicio para la zona indicada.

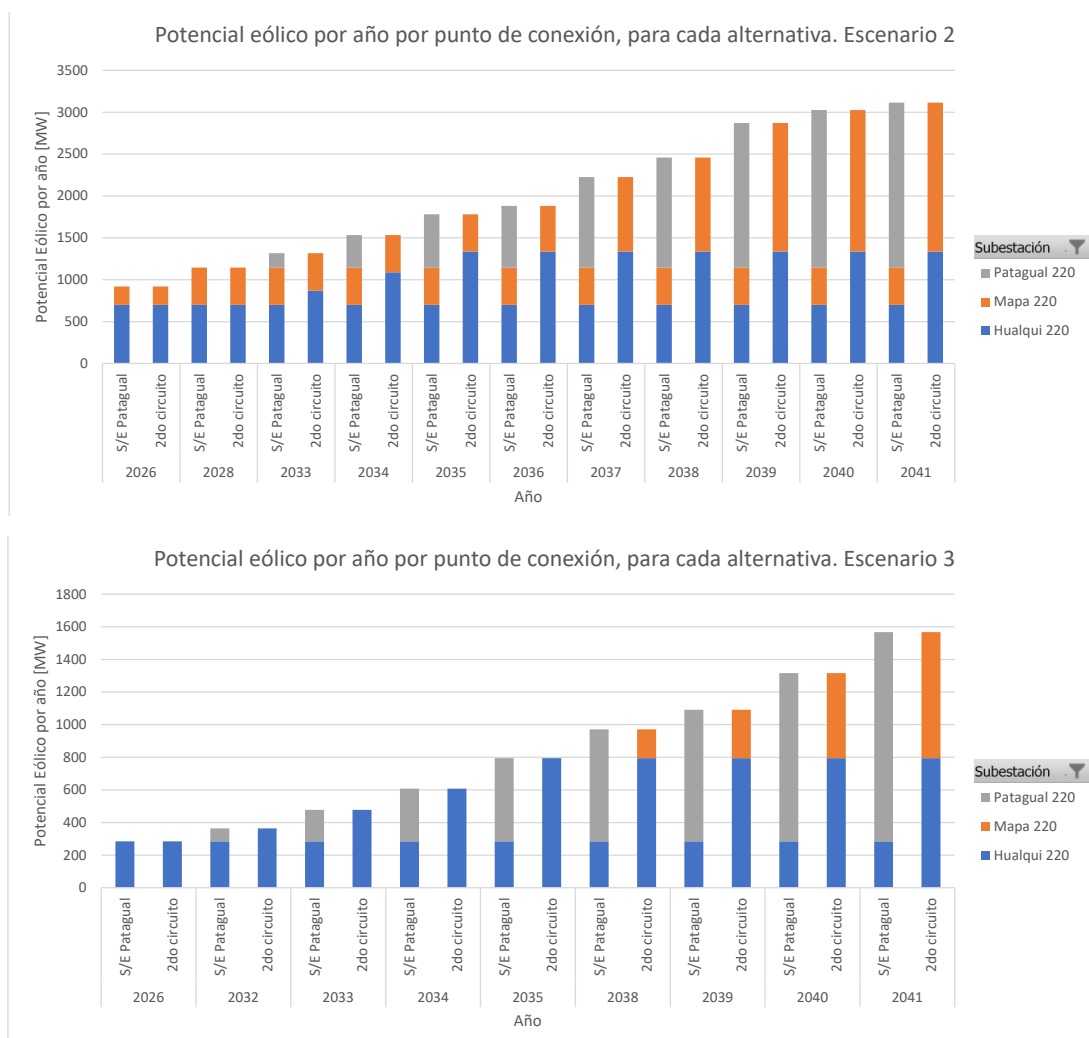
En opinión de la Comisión, en consistencia con lo antes señalado, se configuró una situación en la que convergieron distintas necesidades para el desarrollo del sistema eléctrico, las que podían ser cubiertas de manera integral a través de las obras incorporadas en el ITP, a saber: "Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV MAPA– Vado Pedregoso"; y "Nueva S/E Patagual y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa, tramo Lagunillas – Patagual". Sin embargo, agrega, en atención a los antecedentes aportados en la etapa de observaciones al ITP, se estimó pertinente la eliminación de la obra "Nueva S/E Vado Pedregoso y nueva línea 2x220 kV MAPA– Vado Pedregoso" del ITP, con el propósito de profundizar en el análisis de la pertinencia de incorporar una nueva alternativa para efectos de abordar de manera adecuada y eficiente los requerimientos levantados.

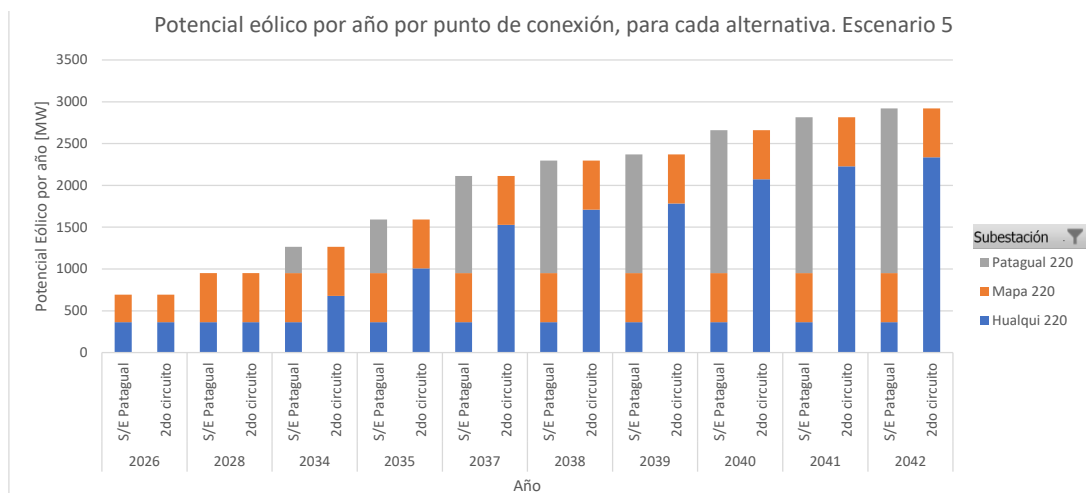
De manera similar a lo que ocurre con el análisis de seguridad y resiliencia, en opinión de la CNE la obra segundo circuito Lagunillas y Patagual ofrece una solución a la problemática de mejorar las condiciones de evacuación del potencial eólico de la zona. Para tener una medida de lo anterior, la Comisión afirma haber realizado las simulaciones que consideran el desarrollo de ambas alternativas en discusión en forma excluyente, con el propósito de

cuantificar la diferencia entre ambas en términos de beneficio neto (considerando el VI de las obras y los beneficios operacionales).

La CNE indica que, dado que este análisis de comparación entre estas alternativas no fue realizado en el proceso de expansión, se debieron llevar a cabo ajustes en la ubicación del potencial de generación para efectos de dar sentido al análisis, en términos de que la existencia de la S/E Patagual ofreciera un nuevo punto de conexión para parte del potencial señalado, pero que se encontrara repartido entre dicho punto, la S/E MAPA y la S/E Hualqui. Por otra parte, agrega que en atención a lo acotado de los tiempos en que estos análisis han sido desarrollados, ellos se presentan únicamente para 3 de los 5 escenarios utilizados en el plan de expansión, en particular para los escenarios 2, 3 y 5.

A continuación, la Comisión presenta en la siguiente figura el potencial eólico modelado en la zona de acuerdo con cada escenario evaluado.





A partir de las consideraciones anteriores, señala que simuló ambas alternativas para los escenarios identificados, obteniéndose las diferencias, en términos de costos operacionales, que la CNE presenta en la tabla siguiente (S/E Patagual respecto de Segundo Circuito Charrúa – Hualqui – Lagunillas), la cual no considera el VI.

Diferencia costos de operación entre alternativas

Año	ESC-2	ESC-3	ESC-5
2022	-	-	-
2023	-	-	-
2024	-	-	-
2025	-	-	-
2026	-	-	-
2027	-	-	-
2028	-	-	-
2029	-	-	-
2030	2.0	0.0	1.6
2031	1.4	0.0	1.6
2032	1.5	0.1	1.4
2033	0.7	0.3	0.9
2034	1.1	0.5	1.4
2035	1.5	1.3	2.8
2036	1.7	1.7	2.8
2037	1.2	1.7	4.0
2038	0.2	0.9	6.0
2039	-	1.5	6.5
2040	3.2	1.1	6.3
2041	4.2	1.7	8.2
2042	6.4	2.1	9.9
Total	23.6	12	53
VP Perpetuidad	72.9	26	129
Costo con Perpetuidad	96.5	38	182

Luego, prosigue la Comisión, para efectos de incorporar los costos totales de ambas alternativas y con ello realizar una comparación, se muestran en las siguientes dos tablas los valores referenciales a utilizar.

Valorización del proyecto S/E Patagual

Proyecto	V.I. Referencial (USD)
Nueva S/E Patagual 2030	\$ 7.427.484
Seccionamiento de línea 2x220 kV Charrúa – Central Santa María en S/E Patagual 220 kV (IM) 2030	\$ 11.665.844
Seccionamiento de línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA en S/E Patagual 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Patagual 2030	\$ 15.290.244
Nacionalización Sta Maria – Charrúa	\$ 50.000.000
Nacionalización Lagunillas – Patagual	\$ 5.000.000
Total	\$ 89.383.572

Valorización del proyecto Segundo Circuito Charrúa – Hualqui – Lagunillas (*valor estimado).

Proyecto	V.I. Referencial (USD)
Tendido del segundo circuito línea 2x220 kV Charrúa – Hualqui – Lagunillas	\$ 20.000.000
Total	\$ 20,000,000

Destaca la CNE que los montos considerados para la nacionalización de las líneas señaladas, corresponde a una estimación preliminar para efectos de poder comparar inicialmente ambas alternativas. Luego, señala que los resultados de la evaluación entre ambas alternativas, incorporando todos los costos indicados previamente, se muestran en la tabla que presenta a continuación.

Evaluación económica considerando VI

Año	ESC-2	ESC-3	ESC-5	AVI
2022	-	-	-	-
2023	-	-	-	-
2024	-	-	-	-
2025	-	-	-	-
2026	-	-	-	-
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	-	-	-
2030	-	1.3	3.3	1.7
2031	-	1.7	3.2	1.5
2032	-	1.5	2.9	1.6
2033	-	2.1	2.5	1.9
2034	-	1.6	2.1	1.3
2035	-	1.0	1.2	0.3
2036	-	0.7	0.7	0.4
2037	-	1.1	0.5	1.8
2038	-	1.9	1.2	3.9
2039	-	3.5	1.1	4.5
2040	-	1.3	0.8	4.4
2041	-	2.4	0.1	6.4
2042	-	4.7	0.4	8.3
Total	-	8.0	-19	22
VP Perpetuidad	45.0	2	101	28
Costo con Perpetuidad	37.0	21	123	60

La CNE concluye que, si se analiza la situación en términos meramente económicos, la alternativa de tender el segundo circuito de la línea Charrúa – Hualqui – Lagunillas 220 kV resulta más conveniente que la obra incorporada en el ITF. Sin embargo, señala que a la luz de los argumentos antes expuestos las obras no son comparables directamente, en tanto que Patagual ofrece atributos de resiliencia con los que no cuenta el segundo circuito Lagunillas.

A juicio de la CNE, al observar los resultados de la última tabla presentada, los valores negativos podrían ser entendidos como el costo anual que tendría el entregar el atributo de resiliencia para el abastecimiento de la demanda del gran Concepción, otorgando no solo seguridad al abastecimiento de la demanda frente a contingencias simples en el sistema de transmisión, sino también prescindiendo de la operación de las centrales térmicas ubicadas al interior de la ciudad, con lo cual se garantiza el abastecimiento de la demanda frente a múltiples condiciones de indisponibilidad de instalaciones, tanto de transmisión como de generación.

En escrito complementario, la CNE afirma que en la etapa de consultas de la Audiencia Pública el Panel señaló que no le parecía claro el criterio que está realmente sustentando la decisión de la CNE de proponer la obra y que, aparentemente, correspondería al criterio de resiliencia. En ese contexto, prosigue la CNE, el Panel indicó que existirían otros criterios para justificar la obra, como el de seguridad; sin embargo, no le parecía claro que este criterio la justifique en sentido estricto, siendo más apropiado el criterio de resiliencia.

La Comisión indica que el Panel consultó cuál sería el límite de la aplicación del criterio de resiliencia, dado que en la aplicación de este se incluyó la posibilidad de un atentado, complementando su consulta al indicar que un atentado no sería lo mismo que un terremoto o un tsunami, pues estos últimos tendrían alguna correlación con las zonas.

Considerando lo anterior, la Comisión declara estimar necesario reiterar el hecho de que la obra en cuestión es una obra multipropósito, y que no es correcto enfocar el análisis a partir de un único eje, como el criterio de resiliencia.

En primer lugar, señala que, si bien es claro que existe una necesidad de incorporar una obra en la zona que entregue el criterio N-1 en términos de seguridad, como la alternativa planteada por Acenor, la obra propuesta tiene atributos adicionales que aportan beneficios al Sistema en términos de la eficiencia operacional, acceso abierto y resiliencia. En efecto, agrega, existen antecedentes de incendios forestales en la región que han provocado la salida de servicio de las líneas de transmisión que abastecen la zona, en particular las de 220 kV, por lo que es necesario considerar líneas de abastecimiento eléctrico adicionales, con trazados diferentes a las ya existentes.

La Comisión justifica la consideración de los atentados como un elemento a analizar bajo la óptica del criterio de resiliencia, al observar que una torre de la línea 220 kV Charrúa - Huaqui - Lagunillas fue derribada, ocasionando la necesidad de generar condiciones de operación particulares en la zona para efectos de garantizar la seguridad del abastecimiento. Según la CNE, la obra también surge como una solución a la búsqueda de caminos eléctricos alternativos para abastecer la zona, en tanto la evidencia muestra que en los veranos la ocurrencia de incendios forestales ha afectado instalaciones en la zona, siendo necesario generar condiciones de operación especiales para abastecer la demanda.

De esta forma, la Comisión indica que se planteó la problemática desde un punto de vista más amplio, y no solo desde la perspectiva de un factor en particular. Por ello, prosigue, en la minuta anterior se enfatiza los análisis desarrollados para la elaboración del ITP, luego de los cuales se definió la incorporación de la S/E Vado Pedregoso que se enlazaba con la S/E Patagual. Finalmente, afirma, la S/E Vado Pedregoso fue eliminada del ITF, considerando las implicancias del proyecto detalladas en la respuesta a las observaciones del ITP. Sin perjuicio de lo anterior, para la CNE, en los análisis se evidenció que en un futuro la zona se debiera desarrollar de forma equivalente, es decir, que una nueva S/E se incorpore en las cercanías del golfo de Arauco y se conecte a la S/E Patagual para que el sistema pueda evacuar el alto potencial eólico disponible en la zona.

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

(...) rechazar la discrepancia presentada por ACENOR y mantener en el presente plan de expansión la obra 'Nueva S/E Patagual y Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco Mapa, tramo Lagunillas – Patagual', sin modificaciones en relación con lo indicado en el ITF."

4.2 Estudio de la discrepancia, fundamentos y dictamen

4.2.1 Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

- Alternativa 1: Eliminar del Plan de Expansión 2022 las obras "Nueva S/E Patagual" y "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, tramo Lagunillas – Patagual"
- Alternativa 2: Rechazar la petición de la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados

4.2.2 Análisis

Acenor discrepa de la incorporación al Plan de Expansión 2022 del Proyecto Patagual. Al respecto, sostiene que la CNE no demostró que estos representaran obras económicamente eficientes. Agrega que aún si la Comisión demostrase que existe un problema de suficiencia, debe evaluar cuál es el proyecto más económico para resolver el problema.

Para la discrepante, la recomendación del Proyecto Patagual no estaría metodológicamente bien realizada conforme al Reglamento de Transmisión, ya que la CNE la justificaría empleando erróneamente los criterios de suficiencia y de seguridad de los artículos 88 y 89 del Reglamento de Transmisión, respectivamente.

Lo anterior debido a que, a juicio de la discrepante, por una parte, no se cumplirían las hipótesis del literal a) del artículo 88 del Reglamento de Transmisión, esto es, que la demanda del gran Concepción sea abastecida en forma radial y que la cargabilidad se exceda del 85% dentro de los plazos de desarrollo. Sobre esto último, señala que la misma Comisión reconoce que la cargabilidad del sistema alcanza al 83%.

Por otra parte, la discrepante señala que la Comisión no evaluó esta obra por Eficiencia Operacional, según lo dispone el artículo 89 del Reglamento de Transmisión, pese a que fuera solicitado por Acenor, por lo que a su juicio la presente obra no puede ser recomendada por el Criterio de Suficiencia. Agrega que la CNE debió haber utilizado el literal b) de este artículo para evaluar esta obra por el criterio N-1.

Según la discrepante, si bien la CNE argumenta que habría una mejora en los índices de calidad de servicio, este análisis no sería correcto, debido a que al realizar el flujo de potencia no se contempló la existencia de centrales que pueden inyectar energía dentro del gran Concepción. Añade que lo correcto sería considerar diferentes alternativas de generación y demanda máxima, y también un caso con generación despachada fuera de orden económico.

Teniendo presente lo expuesto, Acenor señala que un proyecto alternativo es la instalación del segundo circuito de Charrúa – Lagunillas (con seccionamiento en Hualqui), proyecto ya evaluado en procesos de planificación anteriores, con un VI de USD 16,9 millones, destacando que este valor contrasta con el de la propuesta del Proyecto Patagual, el que según sus estimaciones contemplaría un VI asociado de USD 141 millones.

Acenor afirma que la CNE justifica la obra haciendo referencia a “eventos que pudiesen afectar a la línea completa (ambos circuitos, en caso de tender el segundo), tal como ocurrió en evento del día 04 de septiembre de 2022”. Sostiene que este organismo descartó tender el segundo circuito argumentando que la obra propuesta en el ITF permite aumentar la resiliencia de la zona frente a eventos como el mencionado. Para la discrepante, dicho argumento es improcedente y resultaría evidente que el Proyecto Patagual está sobredimensionado. Agrega que, además, el tendido del segundo circuito demoraría 40 meses versus los 60 meses de la S/E Patagual, por lo que el proyecto alternativo puede ser evaluado en el siguiente proceso de planificación.

Para esta asociación, ni los atentados ni los incendios pueden ser considerados en los análisis de resiliencia, ya que existen numerosas áreas del sistema eléctrico en las que se abastece la demanda con líneas de doble circuito, que cumplen con el criterio N-1 pero que no serían resilientes frente a la ocurrencia de esos eventos. Agrega que la aceptación de este criterio implicaría la recomendación de muchas obras de transmisión.

Adicionalmente, y con relación a los incendios, indica que la regulación tiene un tratamiento particular para proteger las líneas de transmisión frente a estos eventos, que consiste en el cumplimiento del Pliego Técnico Normativo N°7, señalando que este dispone que el titular de la línea eléctrica deberá mantener su franja de seguridad libre de toda vegetación o material que pueda poner en peligro la línea en caso de incendio.

Colbún, en calidad de interesada, menciona que el proyecto en disputa no fue introducido sólo por seguridad y suficiencia, sino que también para el abastecimiento de la demanda, lo que implicaría que se trata de una obra esencial, tratándose de un polo industrial que se encuentra en una zona recurrentemente afectada por desastres naturales (terremotos, maremotos e incendios), como también con un alto riesgo de indisponibilidad por acción directa de terceros.

Para Colbún la alternativa propuesta por Acenor, (segundo circuito Charrúa – Lagunillas), enfrentaría riesgos similares a los de las actuales líneas de transmisión que abastecen al Gran Concepción, toda vez que dicho circuito utiliza la misma franja de estas últimas. Al respecto, la interesada hace referencia a los incendios que hubo en febrero de este año, poniendo en riesgo el abastecimiento de toda esa zona.

Alfa, en calidad de interesada, señala que el Gran Concepción necesita expandir su capacidad de transmisión hacia al SEN para abastecer a la demanda, otorgar seguridad y dar resiliencia a los consumos, y que hasta esta fecha ninguna solución estructural a esta necesidad ha sido decretada. Agrega que dos circunstancias han intensificado la referida necesidad: el retiro anticipado de Bocamina 2 y el atentado perpetrado el pasado 4 de septiembre sobre la línea de alta tensión en 220 kV Hualqui – Lagunillas.

Según Alfa, la propuesta de Acenor no cumpliría los objetivos de la planificación de la transmisión de igual manera que la solución planteada por la CNE en el ITF, siendo a su juicio

esta última superior en términos de garantizar la seguridad y aportar más resiliencia al suministro de los consumos del gran Concepción.

Por último, Alfa señala que el análisis del abastecimiento y resiliencia del gran Concepción al 2029 que encargó a KAS Ingeniería, concluye que la obra S/E Patagual es mejor que la obra propuesta por Acenor.

La Comisión, por su parte, argumenta que la obra en disputa tiene un carácter multipropósito, por lo que no sería correcto un enfoque parcelado, pretendiendo que por cada una de las dimensiones en que dicha obra genera beneficios se justifique su incorporación en forma independiente. Para la CNE los análisis desarrollados darían cuenta de la necesidad de incorporar una obra que permita operar la zona de Concepción con un nivel de seguridad consistente con el criterio N-1. Agrega que, aunque existen alternativas de menor costo para efectos de conseguir una operación con ese criterio como, por ejemplo, la obra "Tendido del segundo circuito línea 2x220 kV Charrúa - Hualqui - Lagunillas", ésta constituye una alternativa de menor aporte a la seguridad y resiliencia de la zona, resultando igualmente expuesta a eventos como incendios forestales o atentados como el registrado en septiembre de 2021.

Según la CNE, desde el punto de vista de seguridad y resiliencia frente a atentados o incendios, en los cuales se pierde una línea completa y no solo uno de sus circuitos, la obra identificada por Acenor no entregaría una protección adecuada.

En opinión de la Comisión, en el caso en análisis se ha configurado una situación en la que convergen distintas necesidades para el desarrollo del sistema eléctrico, las que podían ser cubiertas de manera integral a través de las obras incorporadas en el ITP.

La CNE afirma que, si se analiza la situación en términos económicos, si bien la alternativa de tender el segundo circuito de la línea Charrúa - Hualqui - Lagunillas 220 kV resulta más conveniente que la obra incorporada en el ITP, esta última ofrece atributos de eficiencia operacional, acceso abierto y resiliencia con los que no cuenta el segundo circuito Lagunillas.

Agrega que existen antecedentes de incendios forestales en la región que han provocado la salida de servicio de las líneas de transmisión que abastecen la zona, en particular las de 220 kV, por lo que sería necesario considerar líneas de abastecimiento eléctrico adicionales, con trazados diferentes a las ya existentes.

Respecto de considerar los atentados como un elemento a analizar bajo la óptica del criterio de resiliencia, para la CNE ello se justifica al observar los hechos ocurridos en la zona, donde una torre de la línea 220 kV Charrúa - Hualqui - Lagunillas fue derribada, ocasionando la necesidad de generar condiciones de operación particulares para efectos de garantizar la seguridad del abastecimiento.

A juicio del Panel, el análisis de la presente discrepancia requiere determinar si la inclusión del proyecto en disputa por parte de la CNE ha sido debidamente justificada. Para ello, se debe tener presente lo prescrito en el Reglamento de Transmisión en su capítulo 4, artículos

85 y siguientes. En lo pertinente, el mencionado cuerpo normativo define, entre otras, tres etapas para analizar la pertinencia de incluir un proyecto al plan: suficiencia y eficiencia operacional; seguridad y calidad de servicio; y resiliencia.

Con relación a la primera etapa, la norma dispone que “en la etapa de Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional deberá determinar las obras de transmisión que permitan abastecer la demanda o reducir los costos de inversión, operación y falla del Sistema Eléctrico Nacional, a partir de la cartera preliminar de proyectos. Para determinar el conjunto de proyectos que permitan cumplir los objetivos anteriores se considerará la complementariedad o sustituibilidad entre las distintas alternativas analizadas.” Asimismo, señala que “pasarán directamente a la etapa de Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión, los proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda en subestaciones primarias de distribución alimentadas en forma radial, siempre que, calculados los plazos de desarrollo de dichos proyectos, se exceda en un 85% la cargabilidad máxima de las instalaciones existentes”.

Si bien el proyecto no se inserta en el contexto de radialidad que establece la normativa, la CNE adoptó en este caso el criterio del 85%. Al analizar lo señalado en la sección 8.3.17 del ITF, dedicada a la nueva S/E Patagual, el Panel constata que en condición normal ninguna de las líneas analizadas sobrepasa el 85% de cargabilidad, y que el porcentaje más cercano al límite corresponde a la línea Charrúa - Claudio Arrau 220kV que alcanza un 83%, según lo reporta la Comisión. Es decir, desde el punto de vista de la suficiencia, este proyecto, junto con otras alternativas que apunten al mismo objetivo, puede ser analizado en los siguientes planes de expansión, toda vez que para efectos del plan 2022, el criterio del 85% establecido por la CNE no es sobrepasado.

En relación con la etapa de análisis de seguridad y calidad de servicio, el Reglamento de Transmisión dispone que “La Comisión deberá explicitar y fundamentar la inclusión de este tipo de proyectos en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión”.

Al respecto, el Panel advierte que en el ITF la CNE realiza un análisis de contingencias, en el que se simula la salida de servicio de tres líneas (Charrúa – Hualqui 220 kV; Charrúa – Concepción 220 kV; y Hualqui – Lagunillas 220 kV), en el que se demuestra que con Patagual no se verifican sobrecargas en las líneas y tampoco voltajes fuera de rango.

Sin perjuicio de lo anterior, no hay una evaluación económica que fundamente la inclusión de esta obra por razones de seguridad. Para el Panel, en el marco del procedimiento, es necesario que se lleven a cabo evaluaciones que permitan discernir si la obra elegida para lograr los objetivos sistémicos que la sustentan es la mejor en términos económicos. En este contexto, se observa que la CNE no empleó análisis alternativos respecto de los que ya contempla como posibilidades el Reglamento de Transmisión, que dispone:

“podrá evaluar Obras de Expansión que otorguen seguridad al abastecimiento de la demanda considerando la disminución de energía no suministrada, mejorando los índices de calidad de servicio o mejorando la confiabilidad. Para ello, la Comisión podrá

considerar antecedentes tales como tasas de salida de elementos de transmisión, costo de falla de corta duración, registros históricos de falla de instalaciones de transmisión y la densidad de la demanda.”

Por lo anterior, para el Panel no es claro que este proyecto resulte económicamente eficiente.

En relación con la etapa de resiliencia, el Reglamento de Transmisión dispone que en ésta la Comisión “deberá determinar los proyectos de expansión de la transmisión que permitan otorgar seguridad al abastecimiento de la demanda de los clientes finales frente a eventualidades de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, tales como: aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas, entre otras.” Más adelante, el mismo texto agrega: “En particular, en esta etapa la Comisión analizará, mediante estudios eléctricos o de despacho económico, según corresponda, el comportamiento del Sistema Eléctrico frente a contingencias definidas en el informe técnico que contenga el Plan de Expansión, considerando, al menos, desastres naturales tales como terremotos, maremotos y aluviones”.

A juicio del Panel lo presentado en la sección 8.3.17 del ITF no permite concluir que el proyecto en disputa haya sido analizado en la etapa de resiliencia. Si bien en el contexto general del ITF se establece que en los análisis de esta etapa se considerarán, entre otros, los incendios forestales, en el ITF no se advierte la aplicación de este criterio, en tanto que en sus presentaciones al Panel la CNE hace una descripción cualitativa y en un contexto comparativo con la obra propuesta por Acenor.

Al igual que en la etapa de seguridad, no se advierte un análisis económico que dé cuenta de la incorporación de esta obra por razones de resiliencia frente a incendios forestales.

Por otra parte, de la información tenida a la vista por este Panel, se desprende que los incendios forestales de febrero de 2023, si bien tuvieron impacto en la indisponibilidad transitoria de algunas líneas de la zona, no tuvieron una afectación significativa en los consumos. Tampoco consta que, a raíz de tales incendios, las líneas de transmisión hayan resultado con daños que hayan imposibilitado su operación por un período significativo. En este contexto, el Panel entiende que este evento, de conformidad a los datos disponibles, no puede ser calificado de alto impacto sobre las instalaciones de transmisión.

Por último, el Panel estima que la ocurrencia de atentados a la infraestructura, como a los que hizo referencia la CNE, no constituye una razón para incluir proyectos al plan de expansión de la transmisión en virtud de la aplicación del criterio de resiliencia.

Por todo lo anterior, el Panel acogerá la solicitud de la discrepante.

4.2.3 Dictamen

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

Eliminar del Plan de Expansión 2022 las obras "Nueva S/E Patagual" y "Aumento de capacidad línea 2x220 kV Lagunillas – Arauco MAPA, tramo Lagunillas – Patagual".

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°39-2023 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