



Dictamen N°26-2023

Discrepancia presentada por Cerro Dominador CSP S.A. contra el Coordinador Eléctrico Nacional, respecto de la respuesta contenida en la carta individualizada DE 06415-22, de 30 de diciembre de 2022

Santiago, 17 de mayo de 2023

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

CEN o Coordinador	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
Cerro Dominador	Cerro Dominador CSP S.A.
Chungungo S.A.	Chungungo
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CNE o Comisión	Comisión Nacional de Energía
Criterio N-1	De acuerdo con lo establecido en el artículo 1-7 numeral 32 de la NTSyCS es el criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un sistema interconectado que garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del sistema interconectado provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión
Decreto Preventivo de Racionamiento	Decreto Preventivo de Racionamiento N°51 de agosto de 2021 del Ministerio de Energía, que "Decreta Medidas Preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos", modificado por los Decretos N°87 de diciembre 2021, N°29 de marzo de 2022, N°66 de julio de 2022 y N°74 de septiembre de 2022, todos del Ministerio de Energía
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	Esquema de Desconexión Automática de Generación
EDFR	EDF EN Chile Holding SpA
Enel Generación	Enel Generación Chile S.A.
Engie	ENGIE Energía Chile S.A.
ERAG	Esquema de Reducción Automática de Generación
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018 de febrero de 2007 del Ministerio de Economía, que "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos"

Minuta DAOP	Minuta de Operación DAOP N°03-2021 "Control de transferencias en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt", del CEN
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio, aprobada por Resolución Exenta N°347 de septiembre de 2020 de la Comisión Nacional de Energía
NTSSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios, aprobada por Resolución Exenta N°786 de diciembre de 2019 de la Comisión Nacional de Energía
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
Procedimiento Interno	Procedimiento Interno del CEN de mayo de 2022, denominado "Diseño, Implementación y Operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN"
Reglamento de la Coordinación	Decreto Supremo N°125 de diciembre de 2017 del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional"
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"
Reglamento de la LGSE	Decreto Supremo N°327 de septiembre de 1998 del Ministerio de Minería, que "Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos"
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 72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos"
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SC o SSCC	Servicio Complementario o Servicios Complementarios, respectivamente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
Transelec	Transelec S.A.
Transmisoras	Asociación de Transmisoras de Chile, A.G.

WPD

Conjuntamente WPD Malleco SpA, WPD Duqueco SpA y WPD
Negrete SpA

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA	6
1.1.	Presentación	6
1.2.	Documentos acompañados	6
1.3.	Admisibilidad	6
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel	6
1.5.	Programa de trabajo	6
2.	CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA	7
3.	RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES	7
3.1.	Presentación de Cerro Dominador	7
3.2.	Presentación del CEN	25
3.3.	Presentación de Chungungo	35
3.4.	Presentación de EDFR	38
3.5.	Presentación de Enel Generación	42
3.6.	Presentación Engie	46
3.7.	Presentación de WPD	50
3.8.	Presentación de Transelec	52
3.9.	Presentación de Transmisoras	57
4.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN	60
4.1.	Definición de alternativas	60
4.2.	Análisis	61
4.3.	Dictamen	65
4.4.	Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes Hernández	65

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentación

El 23 de enero de 2023 ingresó al Panel una presentación de Cerro Dominador contra el CEN, respecto de la respuesta contenida en la carta individualizada DE 06415-22, de 30 de diciembre de 2022, en la que la que el Coordinador respondió a la solicitud de Cerro Dominador de revisar y actualizar la Minuta DAOP, manifestando que tales análisis no eran procedentes.

1.2. Documentos acompañados

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

- i. Presentación de discrepancia de Cerro Dominador de 23 de enero de 2023 y presentación complementaria de 20 de marzo de 2023;
- ii. Presentación de EDFR en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- iii. Presentación de Engie en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- iv. Presentación de WPD en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- v. Presentación de Transelec en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- vi. Presentación de Transmisoras en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- vii. Presentación de Enel Generación en calidad de interesada de 20 de febrero de 2023;
- viii. Presentación complementaria de Chungungo de 20 de marzo de 2023;
- ix. Presentación del Coordinador de 20 de febrero de 2023 y presentación complementaria de 20 de marzo de 2023.

1.3. Admisibilidad

De conformidad al artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaria Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepada sea de aquellas de competencia del Panel, según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 30 de enero de 2023.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel

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

1.5. Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por parte del 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 estimasen necesarias.

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

Se celebraron 12 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. CONTEXTO LEGAL Y ADMINISTRATIVO DE LA DISCREPANCIA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 72-1 de la LGSE y al artículo 5 del Reglamento de la Coordinación, corresponde al CEN la coordinación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, con el objeto de preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Los coordinados, por su parte, tienen la obligación de sujetarse a la coordinación del CEN. En particular, el artículo 72-2 LGSE establece que quien opere centrales generadoras, sistemas de transportes, instalaciones que presten SSCC, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres interconectados al sistema, debe sujetarse a la coordinación que, de conformidad con la normativa vigente, efectúe el Coordinador.

En lo que respecta a las funciones del CEN, los artículos 117 del Reglamento de la Coordinación y 2-3 de la NTSyCS establecen las actividades que el CEN debe desarrollar para supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación y para cumplir las funciones asociadas a la operación y coordinación de las acciones que permitan cumplir con las exigencias de la NTSyCS.

3. RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES

3.1. Presentación de Cerro Dominador

Cerro Dominador discrepa de la negativa del CEN a su solicitud de revisar y actualizar la Minuta DAOP, para que se incluyera en el análisis otros aspectos y medidas relevantes para una operación más eficiente de la línea 220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt.

La discrepante señala que, en dicha minuta, el CEN dio cuenta de los resultados de un análisis de operación, que buscaba determinar las máximas transferencias de potencia en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt en el sentido norte-sur, los cuales podrían condicionar el uso de los recursos asociados a la reserva operativa de la central Canutillar, definida de acuerdo con lo establecido en el Decreto Preventivo de Racionamiento. Agrega que la Minuta DAOP persigue determinar las condiciones de seguridad y restricciones de transmisión que deberían aplicarse ante ciertas desconexiones programadas, derivadas de las siguientes obras de ampliación: (i) aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt (Tineo) -

Puerto Montt y Ampliación de S/E Puerto Montt; y (ii) aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos.

La Minuta DAOP, prosigue, concluiría que, cuando se efectúen las desconexiones parciales de los circuitos de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt, Cautín - Río Toltén o Río Toltén - Ciruelos, se aplicaría en el circuito paralelo respectivo un control de transferencia cercano a cero (del orden de +/- 10 MW) y se mantendría en servicio al menos una unidad de la central Canutillar con la capacidad de regular frecuencia eléctrica, como medida de seguridad en caso de contingencia simple en dicho vínculo paralelo, con el propósito de preservar la seguridad del subsistema en isla, que se conformaría al sur del tramo que tendrá un circuito desconectado.

Cerro Dominador destaca que el CEN ha sostenido que¹:

"(...) En los hechos, la Minuta DAOP 03/2021 refleja los criterios respecto de qué debe hacer el Coordinador para que el SEN pueda cumplir con lo dispuesto por el Artículo 72°-1 literal 1) de la Ley, es decir, contiene las condicionantes determinadas por el Coordinador para poder preservar la seguridad del servicio en el SEN durante la realización de los trabajos de cambio de conductor del circuito intervenido (...)"

"(...) el propósito de la Minuta DAOP 03/2021 del Coordinador es definir las medidas operacionales que se deben aplicar durante el desarrollo de los trabajos, con estricto cumplimiento del Criterio N-1 de operación. El objetivo de limitar el flujo por la línea es únicamente para dar cumplimiento con el Criterio N-1, en caso de una contingencia simple en el vínculo que permanece en servicio. En concreto, se busca poder cumplir con el criterio de seguridad que exige la NTSyCS y, por tanto, con el precepto general mandatado en el Artículo 72°-1 de la LGSE, en cuanto efectuar la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí con el fin de preservar la seguridad del servicio de acuerdo con el estándar de la normativa técnica vigente y de la forma más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico (...)"

Para la discrepante, la Minuta DAOP resultaría de estudios realizados por el CEN respecto de las medidas operacionales que se pueden adoptar para que los trabajos que deben efectuarse en las líneas en ella identificadas, se realicen dando cumplimiento a las exigencias de seguridad previstas en la regulación.

De lo anterior Cerro Dominador infiere que las medidas establecidas pueden calificarse como restricciones operacionales justificadas exclusivamente por razones de seguridad. Observa que la referida minuta sólo contiene una medida operacional: un control de transferencia cercano a cero.

¹ Escrito de observaciones de 29 de septiembre de 2022, pp. 7-8, presentado en la Discrepancia N° 33-2022.

Al respecto, la discrepante se pregunta si no existen otras medidas operacionales que, cumpliendo con las exigencias de seguridad aplicables, permitan una operación más costo eficiente del sistema, que la medida establecida en la Minuta DAOP, y si no está obligado el CEN a evaluar todas las medidas posibles, para optar por aquella más costo eficiente, dentro de los márgenes de seguridad exigidos.

Agrega que, a la luz de los resultados de la operación económica real del sistema constatados en los meses de octubre de 2021 a diciembre de 2022, planteó tales opciones al CEN en Carta EIG-CSP-CM-LT-0236, pero el CEN estimó que tales análisis no eran procedentes.

Enfatiza que precisamente es contra dicho criterio que discrepa en esta presentación.

Señala que, como consecuencia de la aplicación de la Minuta DAOP, entre octubre de 2021 y diciembre de 2022, las centrales a diésel de la zona generaron 160 GWh, lo que tuvo un costo operacional de 160 millones de USD y un aumento de los costos marginales promedio en la barra de Puerto Montt de 91 US\$/MWh respecto del resto del sistema. Agrega que, debido a dicha alza en los costos marginales, los retiros de energía de las empresas se encarecieron en US\$ 196 millones, y los de Cerro Dominador en más de 16 millones de USD. La empresa compara en un gráfico, para el mismo periodo, los costos marginales del bloque solar en las barras del norte Crucero y Puerto Montt. Concluye que, en promedio, los precios *spot* en Puerto Montt serían un 275% superiores a los de Crucero.

Agrega que la situación sería más compleja para los adjudicatarios de contratos de suministro, como por ejemplo, en los procesos licitatorios 2015-01 y 2015-02, con precios entre 35 y 96 [US\$/MWh], con un promedio de 65 [US\$/MWh].

Señala que, si se consideran los costos marginales entre octubre de 2021 y diciembre de 2022 y como precio de venta a cliente final dicho precio promedio, el balance comercial de la empresa arrojaría una pérdida neta unitaria de 74 [US\$/MWh].

Cerro Dominador indica que solicitó al CEN revisar y actualizar la Minuta DAOP en noviembre de 2022, dado que a dicha fecha se habían producido importantes modificaciones en los presupuestos de hecho en los que se basó la dictación de la referida minuta.

Precisa que la solicitud de revisión y actualización se fundó en que el análisis efectuado en la Minuta DAOP se basa, entre otros, en simulaciones estáticas y dinámicas frente a contingencias simples, tanto en uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt, como en una unidad de la central Canutillar (cuando está en servicio) y en el equipo CER de la S/E Puerto Montt, considerando dos casos: una unidad de la central Canutillar disponible y ambas unidades de la central fuera de servicio. Agrega que, con base en dichos parámetros, la Minuta DAOP concluyó que mientras se realicen trabajos sobre un circuito de la línea, en el circuito restante, las transferencias máximas debían ser del orden de +/- 10 MW, manteniendo en servicio al menos una unidad de la central Canutillar regulando frecuencia.

Cerro Dominador indica que en su carta al CEN expuso que dicha medida se ha mantenido inalterada desde la dictación de la Minuta DAOP, pese a que existen diversos antecedentes que no solo permiten, sino que obligarían al CEN a revisar la eficacia y conveniencia de ésta, así como a evaluar la procedencia de nuevas medidas.

En este punto la discrepante destaca que, por medio de su Carta DE 06415, el CEN ratificó que, efectivamente, para la elaboración de la Minuta DAOP no se analizaron otras medidas operacionales adicionales a la incluida en dicho documento.

En cuanto a los cambios en las condiciones de abastecimiento inicialmente consideradas, señala que habría informado al CEN que, a la fecha de dictación de la Minuta DAOP, las condiciones de abastecimiento se caracterizaban por una cota real del Lago Chapo de 231,39 m.s.n.m., y un pronóstico de deshielo con excedencias entre 83% y 95%, sin volúmenes disponibles de gas de Argentina. Sin embargo, añade que en noviembre del 2022 la cota real del Lago Chapo fue de 238,71 m.s.n.m., el pronóstico de deshielo considera excedencias entre 65% y 90% y existen entre 7 y 8 millones de m³/d de gas de Argentina disponible entre octubre de 2022 y abril de 2023. Así, para la discrepante las condiciones de abastecimiento bajo las cuales se proyectaron las medidas de la Minuta DAOP cambiaron sustancialmente a noviembre del 2022. Indica que dichos cambios en las condiciones continúan en la actualidad, lo que a su juicio justificaría una revisión y actualización de las referidas medidas.

Agrega que adicionalmente, señaló al CEN que de conformidad a los informes de seguridad de agosto y septiembre de 2021, en septiembre el consumo promedio diésel bajó en un 30% y la cota esperada del Lago Chapo a 1 de abril de 2022 se incrementó de 230 a 234,7 m.s.n.m. De lo anterior concluye que se habría reducido significativamente la probabilidad de activación de la restricción de diésel, por lo que se justificaba una revisión de las medidas establecidas en la Minuta DAOP.

En cuanto a la evaluación de otras opciones técnicamente disponibles para implementar ante las restricciones de transmisión que afectan a esa zona, la discrepante señala que expuso al CEN la existencia de una serie de medidas susceptibles de ser analizadas, a fin de realizar una programación de la operación que, efectivamente, cumpla con las exigencias de costo-eficiencia, dadas las restricciones de seguridad establecidas en la regulación vigente, a saber:

- i. Consideración del colchón de seguridad del Lago Chapo entre las cotas 222 y 230 m.s.n.m.;
- ii. Aumento de las transferencias para el tramo Cautín - Río Toltén - Ciruelos a +/- 30 MW;
- iii. Recalibración de los EDAC actualmente existentes en la zona, o instalación de EDAC específicos como alternativas de operación; e
- iv. Implementación de un Criterio N-1 "ajustado", en el entendimiento de que hacer uso de la capacidad de sobrecarga de corto plazo de cada circuito y de los equipos EDAG y EDAC, mantiene el mismo nivel de seguridad de diseño, haciendo posible contar con

tiempo suficiente para despachar la generación local a diésel, y contribuyendo a reducir los costos operacionales de la zona.

Cerro Dominador se refiere a la respuesta del CEN de diciembre de 2022, en la que este organismo señala que la minuta de operación tiene por objetivo determinar los criterios requeridos para que el SEN cumpla con la preservación de la seguridad de servicio, y que la evaluación que permita garantizar la operación más económica forma parte del proceso de programación de la operación de corto plazo. La discrepante agrega que adicionalmente el CEN sostuvo que la instalación de automatismos es una posibilidad que puede ser propuesta por las empresas coordinadas.

De lo manifestado por el CEN, la discrepante interpreta que este organismo entendería que las Minutas de Operación sólo podrían centrarse en consideraciones de seguridad, y que la evaluación de alternativas económicas sólo formaría parte de la etapa posterior del proceso de programación de la operación de corto plazo. Sin embargo, en opinión de Cerro Dominador, la LGSE obligaría al CEN a evaluar todas las opciones o alternativas que cumplan con los criterios de seguridad establecidos en la regulación de forma que tales opciones se evalúen en forma permanente consustancial con su costo asociado, a fin de cumplir con los principios de la coordinación.

A su parecer, lo resuelto por el CEN contraviene la regulación aplicable y desconocería la obligación legal de analizar todas las medidas operacionales posibles, con miras a que el proceso de programación de la operación considere aquella medida más costo eficiente.

En su solicitud de revisión y actualización la discrepante señaló la existencia de diversas alternativas operacionales que requerirían ser analizadas por el CEN en su Minuta DAOP, para que en el proceso de programación de la operación se optara por aquella que fuera la más económica.

Para Cerro Dominador la existencia de al menos una medida operacional más costo eficiente para el sistema, que no haya sido analizada por el CEN pese a lo solicitado por Cerro Dominador, daría cuenta de que la forma de proceder del Coordinador se ha separado de la legalidad.

Al respecto, muestra una tabla con los resultados de la evaluación económica de tres alternativas disponibles, que habrían permitido mantener operando la zona sur dentro de los parámetros de calidad de servicio indicados por la regulación ante la falla del circuito disponible, durante los trabajos en la línea Tineo - Puerto Montt 220 kV: (i) instalación de un automatismo que permite desconectar 120 MW en la zona, que fue la potencia máxima a diésel despachada en la zona durante los trabajos en 2022; (ii) instalación de un BESS para una hora por la misma potencia, y; (iii) la solución implementada por el CEN, en base a la operación de centrales a diésel. Según los valores de la tabla, los sobre costos asociados a estas alternativas, en millones de dólares, ascienden a 9, 15 y 72 respectivamente. Así, prosigue la empresa, la solución costo-eficiente es la basada en la instalación de automatismos en la zona.

Enseguida Cerro Dominador se refiere a los principios de la coordinación de la operación, citando el artículo 72-1 de la LGSE, el que a su juicio constituye el centro neurálgico de la operación del sistema eléctrico, y, en lo que interesa a esta discrepancia, establece dos fines esenciales a los cuales debe apuntar la coordinación de la operación: la seguridad y la operación más económica.

Agrega que se debe considerar que la seguridad se define en el artículo 225 literal t) de la LGSE como la "(...) capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios (...)" y que ha sido principalmente la CNE, por medio de sus normas técnicas, la que ha establecido las exigencias regulatorias de seguridad.

En cuanto a la garantía de operación más económica, indica que se deben hacer al menos dos precisiones. La primera, consistente en que se trata de una "garantía", es decir, de una "seguridad o certeza que se tiene sobre algo". Y la segunda, de que dicha garantía es a obtener la operación "más económica". Esto quiere decir que la garantía legal no es a una mera o simple operación económica del conjunto de instalaciones, sino que la ley va más allá y la extiende indubitadamente a la operación "más económica", lo que implica analizar diversas opciones, para luego, de entre ellas, optar por la más económica.

Cerro Dominador desprende de los artículos 72-1 y 72-2 de la LGSE, que la función de coordinación se traduce principalmente en la programación de la operación del SEN, así como en las funciones de despacho y control que le permiten supervisar y coordinar en tiempo real las instalaciones coordinadas. Agrega que todas estas funciones, en tanto que integrantes del proceso de coordinación de la operación, están sujetas a los principios del artículo 72-1 de la LGSE sin excepción o prelación sobre éstos.

Según la discrepante, lo señalado tendría claro reflejo en la regulación, específicamente en el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación que establece la necesidad de que la programación de la operación se realice cumpliendo con el deber de garantizar la operación más económica, resguardando que el sistema no alcance un estado de falta de seguridad o calidad de servicio. Y también, continúa, en el artículo 5-4 de la NTSyCS el cual, al tratar de la determinación de los límites de operación y cómo debe establecerse una condición de operación segura del sistema, prevé la necesidad de que las limitaciones aplicables a la operación deben basarse no solo en consideraciones técnicas, sino que igualmente en consideraciones económicas, debidamente justificadas.

Destaca que la función de coordinación del sistema eléctrico no es discrecional o libre, sino que, por el contrario, está sujeta a las exigencias impuestas por la regulación.

En efecto, prosigue, los expuestos principios de la coordinación de la operación, en tanto que verdaderos "principios jurídicos", pueden considerarse como "mandatos de optimización", es decir, órdenes que imponen a su destinatario el deber de actuar de determinada forma pero siempre dentro del marco de las normas jurídicas vigentes.

Por tanto, a su entender la referencia que hace la LGSE a estos principios no es baladí, sino que, muy por el contrario, dichos principios, en tanto que verdaderos "mandatos de optimización": (i) imponen a su destinatario, en este caso, el CEN, un deber, una obligación de resultado, de forma que, en este ámbito, la discrecionalidad de dicho órgano queda reducida a su mínima expresión; en efecto, la propia norma señala que el CEN "deberá" coordinar la operación de las instalaciones eléctricas interconectadas con los fines que ella identifica; y (ii) obligan a su destinatario a buscar su materialización en la mayor medida posible, de forma que "(...) para establecer si el principio ha sido cumplido en cada caso no basta con acreditar un grado de satisfacción cualquiera, sino el más alto posible en razón de las circunstancias fácticas y jurídicas (...)"; según la discrepante, lo anterior implicaría que el CEN, dado que debe "garantizar" la operación "más económica", debe acreditar que analizó todas las posibilidades que son viables dada la regulación vigente y las circunstancias de hecho aplicables, en orden a alcanzar dicho estado de operación cumpliendo las exigencias de seguridad vigentes.

La discrepante sostiene que el Panel ha tenido oportunidad de referirse a los principios de la coordinación en diversas ocasiones, no solo para clarificar cómo se relacionan entre sí, sino que, en lo que importa a esta discrepancia, para precisar los deberes que imponen al coordinador del sistema. A los efectos, se refiere a los dictámenes N°16 de 2008, N°3 de 2009 y N°5 de 2016, que cita parcialmente.

De dichas citas, la discrepante colige que, en la medida que se cumplan las exigencias de seguridad dispuestas en la regulación, el CEN estaría en la obligación de analizar las medidas que conlleven la operación más económica del conjunto del sistema, y que debe hacerlo sin dilación.

Además, agrega, esta búsqueda de la opción más eficiente debe ser efectuada en los tiempos adecuados para que el criterio de operación segura se vea reflejado en la realidad de la operación económica del sistema, utilizando todos los instrumentos que el CEN tenga a disposición, que para la discrepante sería en este caso, la actualización de la Minuta DAOP. Mucho más, prosigue, si se tiene en cuenta los graves efectos financieros que, sin responsabilidad ni incumplimiento alguno, se le están imponiendo a todo un sector de la industria de generación.

En la visión de la discrepante, todo lo expuesto estaría ratificado por el artículo 72-1 de la LGSE, al establecer que en el cumplimiento de la función de coordinación, el CEN se encuentra supeditado a un "Bloque de Legalidad", es decir, a un conjunto de normas que determinan el contorno de actuación válido del CEN, el cual no puede ser soslayado, so pena de incurrir en una actuación contraria a derecho. Según señala expresamente el citado artículo 72-1 de la LGSE, el referido Bloque está conformado por: (i) la LGSE; (ii) los reglamentos pertinentes; y (iii) las normas técnicas que determine la CNE.

Al respecto, señala que los estudios de seguridad del CEN no están excluidos del deber de cumplir con dichos principios, lo que implica que, en su elaboración, el CEN no sólo debe

verificar que los mismos den cabal cumplimiento a las exigencias de seguridad de la regulación, sino que, asimismo, deben asegurar el cumplimiento de la garantía de operación más económica.

La empresa indica que así se desprendería del inciso final del artículo 36 del Reglamento de la Coordinación, cuando señala que el proceso de programación de la operación "(...) deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior...", inciso que a su vez, alude expresamente a la operación más económica y a la preservación de la seguridad y calidad del servicio.

La discrepante sostiene que, entre los "insumos" identificados por el citado inciso se encuentran expresamente los "estudios desarrollados por el Coordinador", entre los cuales cabría incluir la Minuta DAOP, la que, por tal motivo, se debe reevaluar considerando las nuevas circunstancias y estableciendo medidas que den garantías de una operación no sólo segura sino también la más económica.

Expone que en su carta de respuesta el CEN habría renegado de su deber de analizar la implementación de automatismos como una medida operacional viable desde el punto de vista de la seguridad del sistema. Destaca que el CEN plantea que tales medidas deben ser propuestas por los coordinados de acuerdo con el Procedimiento Interno respectivo, desechando cualquier actuación de oficio al respecto.

Cerro Dominador manifiesta que el CEN señala que en la planificación de la operación se debe aplicar el Criterio N-1 de acuerdo con lo establecido en el artículo 5-6 de la NTSyCS, según el cual, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no deben propagarse a las restantes instalaciones del sistema. Sin embargo, sostiene, por un lado, la misma NTSyCS en su artículo 5-7 impide que en la aplicación del Criterio N-1, el CEN pueda considerar el uso de SSCC de automatismos de desconexión (EDAG, ERAG o EDAC). Y, por otro lado, la Resolución de SSCC precisa que "(...) los EDAG o ERAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como SSCC (...)". Agrega que, en palabras simples, los automatismos, como SSCC, no pueden ser utilizados para aumentar la capacidad de transmisión de un tramo. Es en tal circunstancia, prosigue, que el CEN justifica la creación de una isla ante una contingencia simple durante los trabajos en la zona sur.

La discrepante considera que, si bien el artículo 3-38 de la NTSyCS faculta al CEN a definir automatismos de control de contingencias como SSCC, dicho artículo no tiene efectos para la aplicación del Criterio N-1, pues, según se señaló, el artículo 5-7 de la NTSyCS no permite el uso de automatismos.

Cerro Dominador afirma que la salida administrativa ofrecida por el CEN a los generadores con retiros en la zona sur es recurrir al Procedimiento Interno. Según este procedimiento, los privados que instalen automatismos para aumentar transferencias por las líneas deben demostrar que hay un beneficio económico para el sistema.

En opinión de la discrepante, en tal caso no sería de aplicación el artículo 5-7 de la NTSyCS, ya que, tal y como señala el punto 2 del Procedimiento Interno, "(...) se debe entender que cuando se requiere la implementación de automatismos para un control de transferencias, sólo será bajo condiciones no consideradas en la planificación del sistema eléctrico, como, por ejemplo, el adelanto en la construcción de instalaciones de generación, o retrasos en la construcción o ampliación de instalaciones del sistema de transmisión (...)".

La empresa objeta que el CEN, al definir una operación en isla en la zona sur como criterio de contingencia simple en forma contemporánea con la publicación de la primera versión del Procedimiento Interno, confió en que los privados activarían el referido procedimiento, algo que, en la práctica, los generadores no han podido hacer. La aplicación del Procedimiento Interno daría por hecho que existe un mercado de desconexión de cargas en donde los generadores podrán adquirir los servicios de automatismo. Sin embargo, prosigue, en la práctica no hay evidencia de acuerdos al respecto, lo que indica una falla de mercado que conlleva que el referido Procedimiento Interno devenga en inaplicable.

En otras palabras, continúa la discrepante, cuando el CEN ofrece soluciones como automatismos que deben ser iniciativas "propuestas por las empresas" en vez de atender el mandato expreso de la regulación, este organismo no habría considerado los efectos que genera en el mercado la conformación de una isla en la que los costos marginales son de 300 [USD/MWh] respecto al resto del sistema con costos sustancialmente menores, pese a que el artículo 72-10 de la LGSE le impone expresamente el deber de monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

Por otro lado, agrega que la existencia del referido Procedimiento Interno no excluye el deber del CEN en orden a implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema, tal y como dispone el artículo 117, letra j), del Reglamento de la Coordinación, así como del artículo 2-3, letra e), de la NTSyCS, máxime cuando ello responde a consideraciones de seguridad, como las que fundamentan la Minuta DAOP y las medidas en ella incluidas, y bajo el imperio de un Decreto de Racionamiento. Señala que así ha sido reconocido, por lo demás, por el CEN en el marco de las respuestas publicadas con fecha 26 de octubre de 2021 a las observaciones realizadas al Procedimiento Interno por Engie al señalar que: "los automatismos que sean instruidos por este Coordinador tendrán como línea base de requerimientos los descritos en este procedimiento interno y eventualmente requerimientos adicionales que se determinarán caso a caso". La discrepante señala que las disposiciones del Procedimiento Interno resultan de aplicación "(...) a los automatismos EDAC, EDAG, ERAG u otros similares que provengan de iniciativas o propuestas particulares de coordinados y que tengan como objetivo la reducción del costo de operación del sistema eléctrico en su conjunto (...)". Agrega que las exigencias de este procedimiento apuntan a automatismos para control de transferencias que están proyectados con el fin principal de reducir el costo de operación del sistema, esto es, por consideraciones de eficiencia económica, sin perjuicio del deber de igualmente cumplir con los requerimientos de seguridad

aplicables. La discrepante destaca que precisamente por tal motivo es que el Procedimiento Interno entrega a los coordinados la iniciativa de tales automatismos.

Para Cerro Dominador, los automatismos cuyo análisis se propuso al CEN en el marco de la revisión de la Minuta DAOP, son automatismos que responden en forma prioritaria a razones de seguridad, como parte del análisis de medidas susceptibles de ser implementadas para facilitar la ejecución de las obras de expansión proyectadas en la zona, y fuera del esquema de SSCC.

Por todos los motivos expuestos, la empresa sostiene que el análisis e implementación de tales automatismos no puede quedar entregado a la iniciativa exclusiva de los coordinados, sino que, sin perjuicio de ella, el CEN igualmente tenía y tiene el deber de analizar y considerar tal posibilidad como parte de los estudios de seguridad efectuados, a fin de cumplir con su mandato legal.

En su presentación complementaria, la discrepante afirma que los automatismos pueden o no ser una medida factible, pero no es el centro de su planteamiento.

Sostiene que no solicita que se analice la viabilidad técnico-económica de automatismos de ninguna especie, ni de ninguna otra medida operacional. Agrega que tampoco solicita que se instruya al CNE de ninguna medida particular. Indica que todo lo anterior es deber del CEN. Añade que su discrepancia pretende que se ordene al CEN a actualizar la minuta sin dilación, considerando la más amplia gama de medidas disponibles, y que, al efectuar el análisis técnico de cada una de ellas, lo haga considerando su impacto económico, exponiendo públicamente los argumentos considerados para elegir una opción sobre otra.

A su parecer, el CEN habría mostrado en esta materia una actitud evasiva recurrente. Para apoyar esta afirmación, Cerro Dominador se refiere a todos los intentos de discusión que ha efectuado con el CEN respecto de la situación en la zona sur, que resumen a continuación.

- i. Con fecha 25 de febrero de 2022 se solicitó al CEN analizar diversas medidas como el tratamiento especial sobre instalaciones de modo que permitan aumentar el nivel de transferencias mediante una operación N-1 relajada en el contexto del Decreto de Racionamiento o la reutilización de los automatismos existentes y la implementación de EDAC específicos en la zona. Respuesta del CEN (Carta DE 02154-22): Un resumen de los análisis realizados con posterioridad a nuestra carta ante la desconexión programada de un circuito del tramo Frutillar Norte – Puerto Montt con distintos niveles de generación y sin considerar ninguna estrategia de operación o análisis económico.
- ii. Con fecha 5 de abril de 2022, se requirió al CEN copia de los análisis técnicos que efectuó y que sirvieron de fundamento para la adopción de la Minuta DAOP. Respuesta del CEN: La misma carta que dio respuesta a la solicitud precedente.
- iii. Con fecha 29 de julio de 2022, se presentó un Estudio Dinámico preparado por la consultora SDI respecto de las transferencias para el tramo Cautín – Río Toltén – Ciruelos, solicitándose su análisis e implementación. El estudio dinámico concluía que

era posible triplicar el límite definido por el CEN en su Minuta DAOP, con el consiguiente menor consumo de diésel en la zona. Respuesta del CEN: No se pronunció respecto al análisis del estudio.

- iv. Con fecha 6 de junio de 2022 se requirió al CEN que considere en la Minuta DAOP, la existencia del “Colchón de seguridad” del Lago Chapo entre la cota 222 y 230 m.s.n.m. a los efectos de la operación en la zona sur, cuya aplicación habría implicado un menor despacho de generación a diésel en la zona. Respuesta del CEN (Carta DE 02638-22): La cota sólo se flexibilizaría para garantizar la seguridad operativa y de abastecimiento. No hizo mención al costo de cualquier medida y a que la misma empresa Colbún había puesto a disposición del CEN el uso de estas reservas para garantizar la seguridad de servicio del sistema.
- v. Con fecha 8 de noviembre de 2022, la discrepante solicitó, mediante carta, al CEN revisar y actualizar la Minuta DAOP, dado que a dicha fecha se habían producido importantes modificaciones en los presupuestos de hecho que fundaron la dictación de la referida minuta. Respuesta del CEN: la Carta DE 06415 en donde el CEN expone, por primera vez, su visión de que la función de la Minuta DAOP es exclusivamente preservar la seguridad de servicio, dejando cualquier consideración de carácter económico para el proceso de programación de la operación de corto plazo para el abastecimiento de la zona sur del SEN.

De lo anterior Cerro Dominador concluye que: (i) el CEN, al promulgar la Minuta DAOP, no habría cumplido con su obligación de analizar todas las medidas pertinentes para garantizar la operación de la zona sur con apego a los principios de la coordinación de la operación; (ii) o, si dicho análisis fue efectuado, el CEN no estaba dispuesto a informarlo y compartir sus conclusiones; y (iii) el CEN no creería que al actualizar la Minuta DAOP deba tener en cuenta consideraciones de racionalidad económica en su toma de decisiones.

Cerro Dominador destaca que a su juicio el CEN considera que “Garantizar la Operación más Económica”, es un objetivo secundario frente al deber de preservar la seguridad. En su presentación, el CEN señala que las medidas adoptadas en la Minuta DAOP “(...) tienen un carácter funcional al mandato legal del Artículo 72°-1 de la Ley, y buscan tender en todo momento a la operación más económica del SEN en su conjunto, en atención a lo establecido en el Artículo 72°-1 literal 2 de la Ley, pero sólo una vez que se ha dado cumplimiento con la exigencia de preservar la seguridad del servicio en el SEN...”, y que “(...) en los hechos, el SEN no pudo haber alcanzado una operación más económica que la que existió, considerando los recursos disponibles y las restricciones de la infraestructura existente, a menos que hubiese actuado en conflicto con el nivel de seguridad que exige la normativa...”. Al entender de la discrepante esa es una errónea interpretación de la normativa aplicable.

De acuerdo con Cerro Dominador las afirmaciones precedentes ponen de manifiesto que el CEN no habría realizado ningún análisis que le permitiera verificar si, efectivamente, la operación de la zona sur era la más económica que pudo haber existido. Tales afirmaciones,

prosigue, no hacen sino ratificar la posición de Cerro Dominador, consistente en que la operación que hizo el CEN no fue la más económica que pudo haber existido.

En opinión de la empresa carecería de todo sentido lo sostenido por Transelec en la Audiencia, en cuanto a que, en su comprensión, en lo solicitado por Cerro Dominador no habría realmente una discrepancia que deba ser resuelta por este Panel, dado que el CEN informó que está en proceso de actualizar la Minuta DAOP. Al respecto, sostiene que la discusión trabada por medio de la discrepancia no se refiere a si se hará o no una actualización a la Minuta DAOP, sino que a cómo debe realizar esa actualización, que a su juicio debe ser (i) analizando las medidas propuestas, y (ii) incluyendo una evaluación económica de cada medida analizada desde la perspectiva de seguridad.

Cerro Dominador continúa su exposición refiriéndose a que la presente discrepancia no busca que el Panel evalúe medidas operacionales concretas. Agrega que tanto el CEN como Transelec se han empeñado en debatir sobre los riesgos o implicancias de determinadas medidas, cuestión que afirma no es el objeto de esta discrepancia.

Agrega que en sus presentaciones ha expuesto y propuesto diversas opciones de medidas para ser consideradas por el CEN, a pesar de que esto sería un deber de este organismo. Agrega que las opciones que señaló en la audiencia son simples opciones o propuestas, ya que no es función ni deber de los coordinados determinar la mejor forma de operar el sistema eléctrico nacional en términos de seguridad y eficiencia, sin perjuicio de que puedan realizarle propuestas al Coordinador, como por ejemplo la realizada por Enel Generación para estudiar un BESS en la zona sur. En opinión de la discrepante, en tal caso, sí es deber del CEN analizar las propuestas que se le hagan y aceptarlas o incluso rechazarlas, pero en todo caso, de manera fundada, para abordar otras distintas.

Cerro Dominador señala que el CEN sostendría, erradamente a su juicio, que el análisis de eficiencia económica sólo puede y debe realizarse en la etapa de programación de la operación, pero sin entregar un fundamento en la ley o en la regulación que le permita sustentar esa afirmación. A su parecer, todo el resto de las afirmaciones que efectúa el CEN, relativas a si proceden o no los automatismos, u otras medidas (como, por ejemplo, los BESS), no son parte de esta discrepancia, y no requieren ser abordadas ni resueltas por el Panel, ya que el análisis de procedencia de esas u otras medidas es parte de lo que debe hacer el CEN en su proceso de actualización de la Minuta DAOP.

La discrepante afirma que la seguridad y la eficiencia económica serían elementos complementarios que buscan asegurar la adecuada operación de sistemas eléctricos de potencia en un contexto de mercado, en el cual prácticamente la totalidad de la inversión radica en los particulares. Agrega que es así como la LGSE consideró dichos principios y por eso los aborda conjuntamente como parte de los principios que informan la coordinación de la operación. De lo contrario, prosigue, podría darse el sinsentido de que el CEN establezca el estándar de operación máximo imaginable y que sus costos infinitos sean asumidos por todos o una parte de los coordinados, sin posibilidad para éstos de resistir dicha decisión.

En tal sentido, prosigue, resulta muy atinente lo resuelto recientemente por la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago que hizo suya la opinión de la SEC, en cuanto a que la seguridad comprende múltiples dimensiones, siendo una de ellas, precisamente, la económica, acuñando para ello el término “seguridad económica”, absolutamente necesaria para no solo permitir sino que asegurar la sostenibilidad de todo el sistema.

A continuación, Cerro Dominador afirma a que las minutas operacionales son insumos del proceso de programación que deben cumplir con los principios de la coordinación. A su juicio, los estudios de seguridad del CEN no están excluidos del deber de cumplir con dichos principios, lo que implica que, en su elaboración, que el CEN no sólo debe verificar que los mismos den cabal cumplimiento a las exigencias de seguridad de la regulación, sino que, asimismo, deben asegurar el cumplimiento de la garantía de operación más económica establecida en la LGSE.

Enseguida, se refiere a las actuaciones previas del CEN que ratificarían la posición de Cerro Dominador. Al respecto, indica que una de las compañías interesadas en la presente discrepancia aportó dos antecedentes que dan cuenta de que todo lo expuesto en esta discrepancia no escaparía al conocimiento del CEN. En primer lugar, cita el caso de la Minuta 1/2021, denominada “Análisis de cortocircuitos operacionales en S/E Crucero. Actualización de Minuta DAOP N°01/2020”². A su parecer, en el análisis operacional que el CEN realizó en la actualización de esta minuta, expresamente tuvo en consideración la mayor o menor eficiencia económica de las medidas propuestas, para decidir su procedencia y ordenar su priorización.

En segundo lugar, se refiere al Acta N°10/2022, del Consejo Directivo del Coordinador, de 14 de octubre de 2022, en la cual se hace alusión a la necesidad de replanificar las fechas y formas de realizar los trabajos en el tramo Ciruelos-Cautín, para reducir los impactos en seguridad y costos.

En tercer lugar, la discrepante considera el Informe Análisis Operación Fase Inicial Sistema Eléctrico Nacional. En su opinión, este documento analiza y presenta los resultados de los análisis técnicos y económicos dadas las distintas etapas de puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y los proyectos de las empresas TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) e Interchile (enlace Nueva Cardones – Polpaico 500 kV), para lo cual se sitúa en diversos escenarios. En palabras del CEN, “(...) el objetivo es evaluar la operación del SEN para cada caso considerando aspectos técnicos y de seguridad, así como de operación económica (...)”.

A su entender, el análisis aborda los aspectos técnicos de cada solución analizada y luego los costos de operación del sistema, para arribar finalmente a una recomendación de operación

² Disponible en <t.ly/3rwc>

específica. A su juicio, lo relevante de este análisis es que se realizó: (i) sujeto bajo los mismos preceptos legales que hoy rigen al CEN, a pesar de que los Principios de la Coordinación de la Operación son previos a la Ley N°20.936 que dio vida al CEN; y (ii) en una etapa anterior a la programación de la operación de corto plazo, que es la etapa en la que el CEN de hoy ha elegido radicar la aplicación del principio de la operación N°2.

Señala que otro ejemplo son las evaluaciones técnico-económicas solicitadas por el mismo CEN a Transelec por carta DE 03276, de 29 de julio de 2022, en relación con el aumento de capacidad de la línea de 500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre. Expone que, debido al impacto en el sistema de estos trabajos, el CEN le solicitó a la empresa evaluar diferentes alternativas en los trabajos de ampliación, como, por ejemplo, considerar más de un frente de trabajo, programar las desconexiones durante el período de deshielo y agilizar la puesta en servicio de un nuevo banco de autotransformadores. Adicionalmente, agrega, se le pide evaluar el impacto sistémico para diferentes escenarios definidos por el CEN.

De todo lo expuesto la discrepante desprende que para el CEN no sería extraño ni ajeno a la necesidad de adoptar medidas que, en forma conjunta, aseguren el cumplimiento de las exigencias de seguridad, así como el deber de garantizar la operación más económica del sistema.

Como cuestión final y en relación con lo planteado en la Audiencia Pública, respecto a determinar cuál sería el óptimo en caso de necesitar un equilibrio entre mayor seguridad y operación económica, y quién lo decide, Cerro Dominador señala que tal inquietud, absolutamente válida y relevante, es algo que, precisamente, debe ser objeto de análisis por el CEN en su actualización de la Minuta DAOP, al estudiar las diversas medidas operacionales susceptibles de aplicarse en la zona sur. En todo caso, concluye que la premisa a seguir en la resolución de tal asunto es la ya asentada por el Panel en pronunciamientos anteriores: el cumplimiento de las exigencias de seguridad no es a cualquier costo; sólo es aceptable el mínimo costo posible necesario para tal cumplimiento.

Con relación al artículo 117 literal j) del Reglamento de la Coordinación, la discrepante desprende una serie de consideraciones relevantes para el presente análisis: (i) la norma establece el deber del CEN de "implementar" esquemas de control automático, sin distinciones o exclusiones, sólo precisando que los referidos esquemas tienen por objeto optimizar la operación del sistema; (ii) dado que la norma no distingue, es perfectamente posible entender que los automatismos son una especie dentro del género de "esquemas de control automático"; (iii) ahora bien, los automatismos que califiquen como SSCC deben entenderse incluidos en la letra c) del mismo artículo 117, que se refiere expresamente a tales servicios; y (iv) la norma establece el deber del CEN de "implementar" tales esquemas de control automático, sin que defina qué ha de entenderse por tal "deber de implementar".

Explica que, para Cerro Dominador, los automatismos son esquemas de control automático. Agrega que el CEN sostiene que no es posible considerar a los automatismos como "esquemas de control automático". Sin embargo, en su opinión tal afirmación contravendría no sólo

principios esenciales de interpretación jurídica, sino que asimismo la regulación y lo previamente resuelto por el Panel.

Al respecto señala que, en primer lugar, no hay un argumento de texto que permita sostener que los automatismos no forman parte de los esquemas de control automático a que alude el artículo 117, letra j) del referido reglamento, de forma que, si el legislador no estableció una distinción como la planteada por el CEN, no le sería lícito a este organismo aducir tal argumento, máxime si no ha aportado un fundamento técnico que le permita respaldar tal afirmación. Agrega que en un sentido similar se habría pronunciado el Panel en su Dictamen N°10- 2021 (p.87), al sostener que no es aceptable separarse del tenor de la norma, por muy loables que sean los fines del CEN.

Para Cerro Dominador la interpretación propuesta por el CEN contraviene la máxima interpretativa “donde la ley no distingue no le es lícito al interprete hacerlo”, efectuando con ello una reducción sustancial e improcedente de sus atribuciones, con la consecuente afectación del interés público que debe tutelar, al implicar situaciones en las cuales no se está dando cumplimiento a los principios de la coordinación. Según la discrepante, tal interpretación sería contraria a derecho, ya que, de cara a la regulación, los automatismos son definidos como esquemas de control automático. Añade que basta con revisar las definiciones que la NTSyCS contiene respecto de algunos automatismos, haciendo suya las definiciones que al respecto contiene la Resolución de SSCC³. Agrega que tanto los EDAC como los EDAG se definen expresamente como “esquemas de control que operan automáticamente”. Por lo que a su juicio la distinción efectuada por el CEN no solo es artificiosa, sino que contraria a la regulación vigente.

Cerro Dominador cita además el Dictamen N°19-2021 del Panel que, en su opinión, habría reconocido que el artículo 117, literal j), contiene un mandato que comprende a los automatismos. Para la empresa, la palabra “implementar”, en el contexto del artículo 117 letra j) del Reglamento, de acuerdo con su sentido natural y obvio, significa “(...) poner en funcionamiento o aplicar métodos, medidas, etc. para llevar algo a cabo (...)”. A partir de ello, prosigue, sería posible proponer tres posibles lecturas de la norma:

- i. Una primera lectura del término puede consistir en “instalar” u “operar” automatismos en el SEN como erróneamente el CEN sostiene que es planteado por Cerro Dominador. Sin embargo, la discrepante afirma que tal conceptualización debe descartarse de plano, considerando lo señalado por el artículo 72-1, de la LGSE y el artículo 117 del Reglamento de la Coordinación, según el cual corresponde a cada coordinado “(...) efectuar bajo su propia responsabilidad, las maniobras efectivas de operación de las instalaciones (...)”.

³ Resolución Exenta N°683, de 18 de octubre de 2018, de la CNE.

- ii. Una segunda lectura, consistente en comprender el término “implementar” como la posibilidad de “ordenar” o “instruir” la instalación de tales esquemas de control por los coordinados.
- iii. Una tercera lectura, consistente en comprender el término “implementar” como un deber de promover, proponer, facilitar, incentivar, o favorecer, la instalación de automatismos.

Cerro Dominador considera que esta última lectura es la que mejor se aviene con el espíritu de la regulación. En su opinión, es posible sostener que el deber reglamentario del CEN de implementar automatismos le permite instruir directamente su instalación por los coordinados, en la medida que:

- i. Se pueda acreditar que los mismos cumplen con el fin último establecido expresamente en el artículo 117, literal j), parte final, de optimizar la operación del sistema, y;
- ii. Se cumplan con las exigencias de seguridad y beneficio económico establecidos en el Procedimiento Interno.

A su juicio, tras la entrada en vigor del Reglamento de la Coordinación, es posible apreciar que éste contiene una previsión expresa en relación con el deber del CEN respecto a los automatismos. Y este deber no sería sino una materialización del deber que la ley le impone de garantizar la operación más económica del sistema en su conjunto. La empresa considera que el término “implementar” debe leerse como un “poder/deber finalizado”, el cual, en tanto tal, no sólo puede, sino que debe ejercerse, cuando concurren las circunstancias que técnicamente justifiquen la necesidad de los automatismos, y los particulares no hayan realizado propuestas de instalación de tales esquemas automáticos. Ello, por cuanto las potestades del CEN están contempladas no en su propio interés, sino que para el cumplimiento de un fin de interés público. Agrega que este fin público obliga al CEN a tener que actuar.

Según la empresa, tal poder/deber finalizado apunta a un fin específico predispuesto por la regulación, que es lograr que el SEN cuente con esquemas de automatismos que permitan su operación más económica, de acuerdo con las exigencias prefijadas de seguridad.

Cerro Dominador destaca que el propio Reglamento de la Coordinación alude al deber de “implementar” en diversas disposiciones, afirmando que todas ellas deben leerse de forma sistemática, de manera de dotar de coherencia a la regulación. Así: (i) el artículo 140, incisos 1 y 2, se refieren al deber del CEN de “implementar” medidas para garantizar la continuidad de la cadena de pagos en el mercado de corto plazo; (ii) el artículo 183 establece el deber del CEN de “implementar” y mantener permanentemente operativos sistemas de información pública que den cuenta de las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico, con acceso público y gratuito a través de su sitio web; (iii) el artículo cuarto transitorio señala que las disposiciones establecidas en los Capítulos 3 y 4 del Título III del reglamento se deberán “implementar” una vez dictadas las normas técnicas respectivas y en conformidad a los plazos

establecidos en ellas; y (iv) el artículo octavo transitorio señala que para efectos de la adecuada “implementación” de lo dispuesto en el Título III del Reglamento de la Coordinación, dentro del plazo de 12 meses contado desde su publicación en el Diario Oficial, el CEN deberá realizar un estudio específico, con el fin de establecer una estrategia para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico, añadiendo que dicho estudio deberá contener, al menos, el diseño básico del proceso y solución, el modelamiento y restricciones requeridas, así como, una planificación y sus respectivos costos de “implementación”.

La discrepante observa que en todas esas disposiciones se aprecia la misma idea de fondo: el deber de implementar señalado en cada disposición apunta a adoptar todas las medidas o decisiones que sean necesarias para poner en operación lo señalado en la norma en cuestión. Agrega que no divisa por qué el “deber de implementar” establecido en el artículo 177, literal j), del citado reglamento, debería leerse en un sentido diverso. Ello, a su entender, trae como consecuencia que la aprobación del Procedimiento Interno, si bien puede considerarse como una forma de implementación del deber del artículo 177, literal j), en caso alguno agotaría el deber de implementar tales automatismos. Ello por cuanto el referido procedimiento sólo se refiere a los automatismos propuestos por los coordinados en una disposición de menor jerarquía que el reglamento, lo que a su juicio no liberaría al CEN de su deber de adoptar las medidas necesarias cuando los particulares no lo hacen, y ello con el fin de asegurar el cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación.

La empresa sostiene que una cuestión diversa es la relativa a cómo se asumen los costos de implementación de estos, la cual, a su parecer debería dar lugar a una revisión regulatoria que permita clarificar tal punto, pero no sería obstáculo para reconocer las facultades que al respecto posee el CEN y su deber, en el contexto de implementar, de promover, proponer, facilitar, incentivar, o favorecer los esquemas de control automático que se estimen adecuados.

En ese sentido, prosigue, el CEN ha considerado la realización de análisis para la implementación de automatismos para control de transferencias como se deduce del presupuesto para el año 2018 bajo el imperio no sólo de la ley de transmisión, sino del mismo antes citado reglamento que ahora ha decidido interpretar en forma restrictiva. Así, precisa, en su página 48, dicho presupuesto revela la asignación de UF 13.000 para la realización de diversos estudios para la programación y la operación del sistema eléctrico señalando que “(...) Entre estos, se consideran estudios para analizar el comportamiento de esquemas de protección, esquemas de control de transferencias y otros automatismos que contribuyen a la seguridad operativa. Además, se incluyen estudios de análisis de fenómenos eléctricos particulares, del comportamiento sistémico con motivo de la incorporación de nuevas instalaciones y otros estudios relevantes para la operación y que contribuyen a preservar la seguridad y calidad de servicio (...)”. La discrepante afirma que estudios como los indicados, son ya una vía para la implementación de los automatismos señalados en el literal j) del

artículo 117 del Reglamento de la Coordinación, de rango normativo superior al procedimiento interno específico.

A continuación, la empresa se refiere al Decreto de Racionamiento Preventivo. Al respecto, sostiene que el referido decreto, con el fin declarado de aumentar los niveles de transmisión y con ello incrementar asimismo la seguridad de suministro, establece que el CEN puede aplicar un tratamiento especial de operación a ciertas instalaciones de transmisión, el cual puede consistir en la incorporación de automatismos tipo EDAG/EDAC/ERAC/ERAG. Agrega que ello sólo es posible en la medida que el CEN cuente ya con atribuciones para tal fin, ya que el referido decreto no puede conferir atribuciones no otorgadas ya por la regulación, tal y como se desprende del artículo 163 de la LGSE, al señalar que las medidas dispuestas por el Ministerio son "dentro de sus facultades". Así, concluye que si el Decreto de Racionamiento Preventivo reconoce al CEN la posibilidad de establecer automatismos, es porque dicho órgano posee tal atribución, y no por que el Ministerio se la haya conferido por medio del referido decreto.

La discrepante refiere que, si bien el CEN no informó favorablemente la posibilidad de implementar automatismos en los tramos identificados, tal informe no tuvo como base su falta de facultades en la materia, sino que se basó en los plazos necesarios para poder proceder a tal implementación, que el CEN estimó en más de 12 meses.

Cerro Dominador destaca que, si el CEN ha sostenido en otras ocasiones que el Decreto de Racionamiento Preventivo lo ha mandado para realizar determinadas actuaciones, como fue el caso de la dictación de la Minuta de GNL inflexible, no divisa por qué la misma consideración no podría ahora aplicarse en relación con los automatismos, máxime cuando en este caso el decreto alude en forma expresa a los mismos, y al rol que le cabe al CEN a su respecto.

A continuación, la empresa señala que el CEN ha reconocido que puede instruir automatismos. Señala que así lo hizo durante la tramitación del Procedimiento Interno, en el cual aludió en dos ocasiones a los automatismos propuestos por los coordinados, o los instruidos por el CEN.

Cerro Dominador señala que podría pensarse que el CEN se refiere a la posibilidad de instruir automatismos como SSCC, pero señala que tal posibilidad debe descartarse, ya que el CEN sostiene que a los automatismos que instruya les serán aplicables las mismas exigencias del Procedimiento Interno. Y, agrega, en el caso de los SSCC, las exigencias aplicables a los mismos se encuentran desarrolladas en el Reglamento de SSCC y en la Norma Técnica *ad-hoc*, por lo que una interpretación como la señalada carecería de sentido. Por último, indica que el CEN en sus informes de SSCC, señala que tiene la facultad de instruir directamente los EDAC por contingencia específica como parte de los Planes de Contingencia Crítica.

La discrepante finaliza su presentación haciendo presente que si el Panel no coincidiera con los análisis precedentes, cree que al menos debería concordarse con que el deber de implementar automatismos debe consistir en un deber de promover, proponer, facilitar, incentivar, o favorecer los esquemas de control automático que se estimen adecuados.

3.2. Presentación del CEN

El CEN señala que el origen de la discrepancia se encontraría en la carta de Cerro Dominador de 8 de noviembre de 2022, en la que solicita tomar en consideración la evaluación de alternativas técnico-económicas, la evolución hidrológica de la reserva operacional y cota del Lago Chapo, y la utilización de automatismos, entre otras.

El Coordinador indica que respondió a Cerro Dominador que tenía contemplado actualizar la Minuta DAOP, habida cuenta de la postergación de las desconexiones requeridas para iniciar el reemplazo de conductor del proyecto "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", programadas de abril 2023 en adelante, así como también la reciente puesta en servicio de la S/E Lastarria y su interconexión con el sistema paralelo de 66 kV en el entorno a esta obra.

Adicionalmente, prosigue, en cuanto a las alternativas "susceptibles de evaluación" mencionadas en la carta de Cerro Dominador, señala que respondió que la Minuta DAOP tiene un alcance distinto al que pretendería darle la discrepante, pues el objeto de esa instrucción es "determinar los criterios requeridos para que el SEN pueda cumplir con lo dispuesto por el Artículo 72°-1, numeral 1) de la Ley, esto es, preservar la seguridad de servicio. Por ello, la incorporación de una evaluación que permita garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, minimizando así el costo total de abastecimiento, forma parte del proceso de programación de la operación de corto plazo para el abastecimiento de la zona sur del SEN, que considera el resto de la información proveniente de las capacidades operaciones del sistema de transmisión y el estado operativo de las unidades generadoras del momento".

Respecto de lo solicitado por la discrepante el CEN indica que el reclamo sería impreciso. Agrega que la empresa sostiene que el Coordinador señaló "que no era posible realizar un análisis de alternativas en el marco de la dictación de minutas de operaciones como la Minuta DAOP, ya que tales análisis forman parte de la etapa posterior del proceso de programación de la operación de corto plazo, añadiendo que, en el caso particular de los automatismos, ellos debían ser solicitados por los Coordinados". Al respecto, sostiene que su carta de respuesta no expresaría lo que señala la discrepante en su escrito, por lo tanto, el reclamo de esta se afirmarí sobre un hecho que, en su opinión, no tiene sustento en la realidad. En efecto, prosigue, la carta de respuesta se podría resumir en los siguientes términos:

- i. El Coordinador tiene contemplado el desarrollo de una actualización de la Minuta DAOP por los siguientes cambios en el SEN:
 - La postergación de las desconexiones requeridas para iniciar el reemplazo de conductor del proyecto "Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", programada hacia el mes de abril 2023 en adelante; y
 - La reciente puesta en servicio de la S/E Lastarria y su interconexión con el sistema paralelo de 66 kV en el entorno a esta obra.

- ii. La Minuta DAOP reúne las acciones que permiten alcanzar las máximas transferencias de potencia en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt, durante las desconexiones programadas derivadas de obras de ampliación. Esas acciones tienen por objeto cumplir con la exigencia de seguridad de servicio dispuesta por el Artículo 72º-1, numeral 1) de la LGSE, esto es, preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- iii. Las medidas "susceptibles de evaluación" mencionadas en el numeral 3 de la carta de Cerro Dominador, dicen relación con lo siguiente:
 - Del conjunto de acciones dirigidas a alcanzar una operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y que se materializan dentro del proceso de la programación de la operación de corto plazo, es decir con el propósito de poder cumplir con el artículo 72-1, numeral 2) de la LGSE.
 - De los automatismos que pueden proponer las empresas coordinadas al Coordinador, con el propósito de aumentar las transferencias en ciertos tramos del sistema de transmisión. Estos automatismos deben cumplir con lo dispuesto en el Procedimiento Interno "Diseño, implementación y operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN" aprobado por el Coordinador, incluida la obligación de garantizar una operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, es decir con el propósito de poder cumplir con el artículo 72-1, numeral 2) de la LGSE.

Según el CEN, su respuesta no expresó en ningún caso "que no era posible realizar un análisis de alternativas en el marco de las Minutas de Operaciones como la Minuta DAOP 03/2021", como pretende establecer la discrepante. Sostiene que Cerro Dominador pretende que el CEN, para obtener una operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, se arrogue facultades que no están en la normativa, e instruya a las empresas coordinadas iniciativas que son de exclusiva competencia, costo y responsabilidad de las empresas coordinadas, de acuerdo con la regulación vigente.

Destaca que la discrepante cita el análisis que hizo el Panel en la Discrepancia N°33-2022:

"las medidas incluidas en la Minuta DAOP tienen como objetivo el preservar la seguridad del área al sur de la S/E Puerto Montt, durante la ejecución de los trabajos de ampliación de la línea 2x220 kV Tineo Puerto Montt, a través de una condición de operación consistente con el Criterio N-1".

Agrega que Cerro Dominador expresa en su escrito un hecho indiscutido y es "que las medidas establecidas en la Minuta DAOP 03/2021 pueden calificarse como restricciones operacionales justificadas exclusivamente por razones de seguridad".

Según el CEN, la discrepante sostiene que la ley obliga al CEN "a evaluar todas las opciones o alternativas que cumplan con los criterios de seguridad establecidos en la regulación, de forma que tales opciones se evalúen en forma permanente y consustancial con su costo asociado, a

fin de cumplir con los Principios de la Coordinación. Estos últimos son una obligación permanente a la que se debe el CEN, de modo que el resguardo de la economía operacional no es un resultado luego de una solución específica para cumplir con la seguridad, sino parte de un proceso interrelacionado”. A continuación, prosigue, la discrepante presenta los resultados de dos alternativas que muestran una operación más económica que la vigente, que satisfacen las exigencias de seguridad dispuestas en la regulación, y que, a su juicio, debieran ser consideradas por el Coordinador: (i) instalación de un automatismo que permite desconectar 120 MW en la zona, que fue la potencia máxima a diésel despachada en la zona durante los trabajos en 2022; y, (ii) instalación de un BESS para una hora por la misma potencia.

De lo anterior el CEN sostiene que para Cerro Dominador, la sola “Existencia de alternativas más económicas y que cumplen las exigencias de seguridad establecidas en la regulación” debiera ser una razón más que suficiente para obligarlo a instruir su materialización, aunque se trate de la instalación de nueva infraestructura que no cuente con la iniciativa o patrocinio de las empresas coordinadas, tal como se desprende del siguiente texto de la discrepante:

“70. Por todos los motivos expuestos, el análisis e implementación de tales automatismos no puede quedar entregado a la iniciativa exclusiva de los coordinados —como pretende el CEN—, sino que, sin perjuicio de ella, el CEN igualmente tenía y tiene el deber de analizar y considerar tal posibilidad como parte de los estudios de seguridad efectuados, a fin de cumplir con su mandato legal”.

A continuación, el Coordinador presenta sus argumentos para rechazar la discrepancia. Comienza refiriéndose al marco normativo que sostiene el actuar del Coordinador en lo que respecta a la implementación y operación de automatismos.

Al respecto, indica que de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-1 de la LGSE, la coordinación de las instalaciones del SEN se efectúa de acuerdo con lo dispuesto en la propia LGSE, las normas técnicas que determine la CNE, y los reglamentos pertinentes, y con el fin de: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Reitera que “las medidas incluidas en la Minuta DAOP 03/2021 tienen como objetivo el preservar la seguridad del área al sur de la S/E Puerto Montt, durante la ejecución de los trabajos de ampliación de la línea 2x220 kV Tineo-Puerto Montt, a través de una condición de operación consistente con el Criterio N-1”. Es decir, prosigue, estas medidas tienen un carácter funcional al mandato legal del artículo 72-1 de la LGSE y buscan tender en todo momento a la operación más económica del SEN en su conjunto, en atención a lo establecido en el artículo 72-1 numeral 2 de la LGSE, pero enfatiza que esto sólo una vez que se ha dado cumplimiento con la exigencia de preservar la seguridad del servicio en el SEN, en atención a lo establecido en el artículo 72-1 numeral 1 de la LGSE.

En ese contexto, y teniendo en consideración la normativa citada, el CEN afirma que la discrepante se equivoca cuando sostiene que la “aplicación de la Minuta ha traído importantes consecuencias para la operación económica de la Zona Sur del sistema”. En los hechos, expone, no pudo haber alcanzado una operación más económica que la que existió, considerando los recursos disponibles y las restricciones de la infraestructura existente, a menos que hubiese actuado en conflicto con el nivel de seguridad que exige la normativa, por ejemplo, degradando el Criterio N-1. Por lo tanto, agrega, la discrepante cometería un error al pretender que la Minuta DAOP es la causa del problema económico que ha afectado a las empresas coordinadas.

En esta misma línea, y para reforzar desde un punto de vista regulatorio lo señalado anteriormente en lo que respecta a la seguridad, prosigue señalando que conforme al artículo 72-6 de la LGSE, el CEN debe exigir a los coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya, incluyendo la provisión de los SSCC a que hace referencia el artículo 72-7 de la LGSE. Asimismo, el Coordinador señala que como organismo “con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72º-7 siguiente”.

Agrega que el artículo 72-1 de la LGSE dispone que el CEN “sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del SEN”, en cuyo caso, indica, será responsable de la implementación de dicha infraestructura, debiendo los coordinados efectuar las adecuaciones necesarias a sus instalaciones que aseguren el cumplimiento de la NTSyCS.

De acuerdo con lo expuesto, el CEN concluye que no dispone ni debe disponer de las instalaciones que tengan la naturaleza de coordinadas a que se hace referencia el artículo 72-2 de la LGSE, respecto de las cuales son únicamente los coordinados los responsables de gestionar su interconexión, modificación, desconexión o retiro, conforme a lo establecido en los artículos 72-17 y 72-18 de la LGSE, y someterse a los procesos de autorización y habilitación según corresponda. A su juicio, la LGSE dispone que su función es coordinar la operación de las instalaciones existentes, cuyos titulares deben ser las empresas coordinadas, y sólo puede instruir a éstos la instalación de nueva infraestructura cuando ello sea necesario para la prestación de SSCC, esto es, que tal infraestructura tenga por finalidad preservar la seguridad del servicio en el SEN de conformidad con el artículo 72-1 de la LGSE.

Destaca que lo que señala la citada regulación tiene su correlato a nivel de reglamento, tal como lo mostraría el artículo 117 literal j) del Reglamento de la Coordinación. El CEN sostiene que esta disposición establece un conjunto de atribuciones y obligaciones del CEN relativas al ejercicio de su función de supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del SEN. En particular, releva el literal j) que dispone que el Coordinador debe “Implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico”.

Al respecto, señala que esta obligación debe entenderse en el contexto de la coordinación en tiempo real de la operación de las instalaciones sujetas a coordinación, de acuerdo con los resultados de la programación de la operación, y está restringida al mandato del artículo 72-1 de la LGSE, en el sentido de preservar la operación segura del SEN, facultándolo exclusivamente para impartir instrucciones y operar instalaciones coordinadas. Para el CEN, cualquier interpretación en contrario no sería consistente con la regulación expresa de la LGSE y la normativa aplicable, en particular respecto de la instrucción de automatismos en materia de SCCC.

Al entender del Coordinador, únicamente en este caso podrá instruir a los coordinados su implementación acorde a la LGSE, el Reglamento de SCCC, y la NTSSCC.

Agrega que la regulación vigente en materia de SCCC reconoce la posibilidad de que el CEN pueda instruir la ejecución directa de recursos técnicos existentes o la instalación de nueva infraestructura para la prestación de SCCC. Precisa que lo anterior procede en casos excepcionales y justificados por la finalidad de preservar la seguridad del servicio, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 47 a 50 del Reglamento de SCCC. Por su parte, prosigue, la NTSSCC señala expresamente en su artículo 3-38 que "Los EDAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como SCCC".

Indica que estos casos excepcionales y justificados en que el CEN puede instruir esquemas de control automático dicen relación con la finalidad establecida en el artículo 72-1 de la LGSE, vinculada a la seguridad del servicio, y como toda regla excepcional, es de interpretación estricta, es decir, no puede extrapolarse a una situación distinta a la planteada en la normativa citada, en particular para alcanzar una operación más económica como pretende la discrepante.

Luego el CEN aborda el tema de los automatismos. Destaca que, si bien los esquemas de control automático que apoyan la optimización de la operación del SEN no se discuten en el escrito de la discrepante, se deslizaría una lectura errónea de la normativa sobre esta materia y expone al Coordinador a verse confrontado respecto del verdadero alcance de sus competencias y atribuciones en esta materia, en particular en el ámbito de sus labores de supervisión en la operación del SEN en tiempo real.

Señala que la discrepante expresa en su escrito lo siguiente:

"67. Por otro lado, la existencia del referido Procedimiento Interno no excluye el deber del CEN en orden a implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema, tal y como dispone el artículo 117, letra j), del DS 125/2017, así como del artículo 2-3, letra e), de la NTSyCS, máxime cuando ello responde a consideraciones de seguridad, como las que fundamentan la Minuta DAOP 03/2021 y las medidas en ella incluidas, y bajo el imperio de un Decreto de Racionamiento..."

El Coordinador acota que, en primer lugar, el artículo 72-1 de la LGSE, que establece los “Principios de la Coordinación de la Operación” a que deben sujetarse las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, dispone que “(...) El Coordinador sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del sistema eléctrico”. A su entender, por mandato de la LGSE, el CEN no dispone ni debe disponer de instalaciones que son únicamente de los coordinados, prueba de ello sería el artículo 10 del Reglamento de la Coordinación.

Alternativamente, continúa, de la normativa se desprende que el CEN sólo puede operar instalaciones que integran el SEN y que sirven únicamente para cumplir con las labores de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del SEN. En consecuencia, agrega, la discrepante se equivocaría cuando dice que el artículo 117 literal j) del Reglamento de la Coordinación, le otorga atribuciones al CEN para poder “implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema” y permitan aumentar las transferencias por la línea en que se realizan los trabajos de reforzamiento.

El Coordinador considera importante establecer la diferencia entre un esquema de control automático y un automatismo, este último también conocido en nuestra normativa como Sistemas de Protección Multiárea, y como sistemas de protección especiales (*Special Protection Schemes* - SPS) o esquemas de remediación automática (*Remedial Action Schemes*). A su entender, un sistema de control automático es un conjunto de componentes conectados y relacionados entre sí, orientado a mantener un valor deseado de una variable dentro de un rango o condición, midiendo el valor existente, comparándolo con el valor deseado y utilizando la diferencia para proceder a reducirla mediante una acción continua de control. Explica que un automatismo (RAS o SPS)⁴, en cambio, es un sistema de protección diseñado para detectar condiciones anormales o predeterminadas del sistema y tomar medidas correctivas además del aislamiento de los componentes defectuosos para mantener la confiabilidad del sistema.

De lo anterior, el Coordinador afirma que la discrepante busca que contradiga la LGSE en esta materia, específicamente cuando sostiene que debería implementar los automatismos que resulten económicamente convenientes para el SEN.

El Coordinador señala que la discrepante confunde sus funciones, alcances y responsabilidades cuando plantea que debe actuar de oficio en la implementación de un automatismo para el control de transferencias.

⁴ Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards (December 02, 2022):
https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf

Para el CEN resulta evidente que la discrepante plantea algo que en los hechos contradice lo dispuesto en la LGSE, al argumentar que el Coordinador debiera cumplir con implementar los automatismos para el control de transferencias. Agrega que Cerro Dominador fundaría su posición en el hecho de que el Coordinador tiene la función de coordinar a todas las empresas cuyas instalaciones están interconectadas al sistema eléctrico, para cumplir con los principios de la coordinación de la operación, en particular el principio de garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN.

Siguiendo dicha argumentación, el CEN agrega que se podría llegar al extremo de concluir que podría estar facultado para instruir la interconexión de nuevas instalaciones coordinadas, como por ejemplo centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de corta duración como el proyecto BESS Parinas - Lo Aguirre incorporado por la CNE en el último plan de expansión, e incluso operarlas directamente si con ello se redujeran los costos de operación del SEN.

En definitiva, puntualiza, lo anterior sólo ilustra que acoger la argumentación de la discrepante, implicaría desconocer y extralimitar las facultades del Coordinador en relación con la instrucción de los automatismos.

Enseguida el CEN se refiere a la actualización de la Minuta DAOP. Precisa que, a la fecha se encuentra desarrollando los análisis estáticos y dinámicos para establecer las condiciones de operación en la zona sur del SEN, durante el transcurso de los trabajos de ampliación del tramo 2x220 kV Cautín – Ciruelos, teniendo en cuenta la entrada de nuevas instalaciones, la disponibilidad de los recursos de generación y eventualmente ajustes en los esquemas de protecciones que permitan maximizar la transferencia por el circuito que quede en servicio durante las labores de cambio de conductor en el circuito paralelo.

Explica que en esta labor ha tenido a la vista los estudios compartidos por las empresas coordinadas. Agrega que sin perjuicio de lo anterior, el 30 de enero de 2023, Enel Generación le informó del desarrollo de una iniciativa que permitiría disminuir los costos de operación sistémicos durante los trabajos de ampliación. Al respecto, señala que el estudio proporcionado por Enel Generación analiza la factibilidad de uso de uno o más sistemas de almacenamiento (BESS) ubicados al sur de S/E Ciruelos, los cuales, en caso de una desconexión intempestiva del tramo en servicio durante los trabajos de reemplazo de los conductores, serían capaces de suministrar la energía necesaria para formar la correspondiente isla en el extremo sur del sistema.

El Coordinador indica que Enel Generación señaló en su comunicación que, dada la factibilidad de implementación de esta solución, se estima que preliminarmente el proyecto agregaría alrededor de 50 MW de capacidad de baterías con un tiempo de descarga de 15 minutos, y podría entrar en operación en julio de 2023. Por lo anterior, el Coordinador señala que solicitó a la empresa Transelec presentar un cronograma de trabajo actualizado para la obra "Proyecto Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", postergando además la fecha de inicio prevista para el 1 de abril de 2023 al 1 de agosto de 2023.

En este contexto, prosigue, la actualización de la Minuta DAOP se continuará analizando de modo de poder incluir el proyecto informado por Enel Generación, en la medida que éste siga avanzando conforme a los plazos normativos y requerimientos técnicos que debe cumplir.

En presentación complementaria, el Coordinador reitera lo expresado en la Audiencia Pública respecto de los criterios de seguridad y comparte la aclaración que en la misma ocasión hizo Cerro Dominador, en cuanto a que los criterios de seguridad, incluido el Criterio N-1, son “una restricción de entrada al problema de suministro, y que fue definida por el regulador en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio”.

En ese sentido, destaca que la Minuta DAOP fue resuelta de acuerdo con el lineamiento descrito por la discrepante. Añade que esta minuta se deriva de un análisis exploratorio que realizó el Coordinador y que consiste, en primer término, en determinar el conjunto de alternativas que, sobre la base de las instalaciones y recursos existentes en el SEN, cumplen con la exigencia de preservar la seguridad del servicio. Luego, una vez estudiadas estas alternativas, el Coordinador afirma escoger aquella que garantiza la operación más económica.

Por lo tanto, prosigue, a su parecer la discrepante pretende desconocer el proceso y análisis que siguió el CEN para la elaboración de la Minuta DAOP o, en su defecto, al confrontar la carta de respuesta del Coordinador, busca la oportunidad para poder acudir al Panel más allá del plazo previsto a partir del 11 de noviembre de 2021. De cualquier forma, insiste que la Minuta DAOP ha sido consistente con los principios de la coordinación dispuestos en la LGSE porque, por un lado, proporciona la base para poder determinar la programación y el despacho económico del SEN y, por otro, cumple con satisfacer las exigencias de seguridad del servicio en el SEN establecidas en la normativa aplicable.

El Coordinador afirma que sí ha cumplido con las exigencias de preservar la seguridad del servicio en el SEN “de la forma más económica”, en toda la cadena del proceso que está a su cargo y de acuerdo con el alcance de las funciones y atribuciones que le otorga la LGSE y la normativa vigente: (i) al comienzo, cuando determina cuáles son las condiciones de seguridad y económicamente eficientes para el SEN, con el objeto de poder alcanzar las máximas transferencias de potencia durante los trabajos en las líneas 2x220 kV; (ii) luego, cuando resuelve la programación de la operación y la supervisión de la operación en tiempo real del SEN, sobre la base de las exigencias dispuestas en i); y, (iii) al final, con la determinación de las transferencias económicas entre las empresas coordinadas, a partir de lo registrado en ii), tal como lo pudo apreciar en su oportunidad el Panel a través de su Dictamen N°33-2022.

El CEN apunta a que Cerro Dominador pediría un camino alternativo para la minuta. Indica que la discrepante declaró en la Audiencia Pública que “La seguridad es una restricción de entrada al problema de suministro, y que fue definida por el regulador en la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio”. A juicio del Coordinador, la discrepante sobre la base de una lectura incompleta del inciso final del Artículo 36 del Reglamento de la Coordinación, vuelve a modificar su declaración inicial ante el Panel al afirmar que los “Principios de la

Coordinación de la Operación” dispuestos en la LGSE, relativos a la seguridad del servicio en el SEN y la operación más económica del SEN, “deben aplicarse al mismo tiempo”.

Según el Coordinador, la discrepante insistiría en desconocer la existencia de un orden para atender los principios de la coordinación, y fundaría su posición a partir de un párrafo de un artículo que se encuentra dentro del marco regulatorio aplicable a la operación en tiempo real del SEN. Es decir, prosigue, la discrepante sustentaría su argumento en una normativa que tiene como eje regulatorio un proceso cuyos insumos son las instalaciones que ya están en operación en el SEN y que se encuentran sujetas a cumplir con la seguridad del servicio en éste y, a continuación (y no antes) la operación más económica del SEN. Para el CEN la lectura de la discrepante sería incorrecta toda vez que ignora la normativa de carácter superior que debe estar presente en todo momento, incluso frente a la implementación de cualquier automatismo.

Agrega que la tesis de la discrepante podría incluso extenderse libremente a otros “insumos”, distintos de los automatismos, pudiendo llegar a exigir que, en cada oportunidad en la que el Coordinador resuelve la programación de la operación del SEN, determine un plan de obras de generación y transmisión, porque con ello, bajo su mismo argumento, se tendría un nuevo “insumo” para poder “garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico”.

El CEN continúa su exposición refiriéndose al desprendimiento de carga. Señala que la discrepante pide que el Coordinador evalúe la conveniencia de un automatismo al comparar, en un extremo, la reducción de los costos de operación del SEN como consecuencia del aumento de las transferencias por una línea y, en el otro, el impacto en la pérdida del suministro que ocasionaría la eventual actuación de este automatismo. En términos simples, agrega, el impacto de la eventual actuación de este automatismo tendría un costo igual al “Costo del Evento” ponderado por la “Probabilidad del Evento”. Donde el “Costo del Evento” se estima igual a la “Energía No Suministrada” cuando actúa el automatismo, ponderada por el “Costo de Falla” y que, a su vez, es función de la “Profundidad de la Falla”.

Así las cosas, prosigue, para la discrepante el CEN debiera calcular ese equilibrio, en que desde una perspectiva económica resulta conveniente que determinados usuarios finales, libres y regulados, se sometan a una eventual pérdida del servicio eléctrico y, con ello, se reduzcan los costos de operación de las unidades generadoras al poder aumentar las transferencias por una cierta línea. Al respecto, el CEN sostiene que la discrepante está equivocada y precisa que la normativa vigente no le otorga la posibilidad de actuar de oficio en esta materia e implementar un automatismo que desprenda carga, sobre la base de una decisión puramente económica, en que se equilibran los beneficios en los costos de operación y los eventuales perjuicios que ocasionaría la actuación del automatismo.

Al respecto, el CEN manifiesta que los desprendimientos de carga hoy obedecen a razones de seguridad del servicio en el SEN, es decir, bajo el contexto de los SSCC, y no se emplean para alcanzar una operación más económica para el conjunto de las instalaciones. Agrega que

frente a este nuevo escenario normativo, a partir de la NTSyCS, versión de diciembre de 2019, el regulador eliminó del artículo 5-7 la atribución del Coordinador (antes los CDEC) de efectuar una evaluación de carácter técnico-económica en que se equilibraba los ahorros en el costo de operación del sistema producto de una mayor transferencia por un tramo del sistema de transmisión con las externalidades económicas que se derivan de una desconexión de generación o de carga, medida esta última en términos del valor esperado de la energía no suministrada y valorizada al costo de falla de corta duración.

Agrega que la NTSSCC señala expresamente en su artículo 3-38 que “Los EDAG que se utilicen con el objetivo de aumentar el flujo a través de instalaciones de transmisión no serán considerados como SSCC”.

Por otra parte, continúa, en cuanto a la “falla de mercado” que anuncia la discrepante en su presentación, en el que los índices *Hirschmann-Herfindahl Index* (HHI) y *Pivotal Supplier Index* (PSI) confirmarían que la oferta de desprendimientos de carga está altamente concentrada en las empresas distribuidoras y que el Coordinador no habría monitoreado la competencia para el servicio de automatismos en la zona sur, el CEN sostiene que la empresa yerra al señalar que un índice de concentración elevado es sinónimo de inexistencia de incentivos para la provisión de un producto o servicio, ya que de ser rentable la prestación de un servicio, los diferentes actores del mercado estarán dispuestos a proveerlo. Explica que en el caso extremo de existir solo un potencial proveedor (HHI de 10.000), sus incentivos serían aún mayores, ya que al no tener competidores podría extraer todas las rentas monopólicas del comprador. En este escenario, agrega, al no tratarse de un SC que haya sido requerido por el Coordinador, en el respectivo Informe SSCC, no cabe el establecimiento de medidas *ex-ante*, como ocurre en el caso de las subastas de SSCC. Añade que lo esperable, por lo tanto, sería que los interesados en contratar desprendimiento de carga hubiesen negociado con quienes pudieran prestar este servicio para convenir precios y, en la eventualidad de existir una negativa a negociar o potenciales precios abusivos, correspondería la adopción de medidas *ex-post*.

El Coordinador indica que, frente a las funciones que la LGSE le mandata, no tiene sentido el reclamo de la discrepante cuando señala que hay una falta de incentivos para las empresas transmisoras y distribuidoras, porque cualquier solución basada en sistemas de control terminaría siendo contraproducente para los intereses de estas empresas. Además, en línea con lo anterior, explica que no sería cierto lo que afirma la discrepante cuando señala que se “deja en letra muerta la aplicación por parte de los generadores del Procedimiento Interno de Automatismos para el Control de Transferencias”⁵. En concreto, según el CEN, son los usuarios finales los que aportan al desprendimiento de carga a través de su potencia conectada y no las empresas transmisoras y distribuidoras.

⁵ Lámina #17 presentación de Cerro Dominador en la Audiencia Pública.

En opinión del Coordinador, todo indica que la discrepante acude al Panel para que instruya al Coordinador a que fuerce la aparición casi espontánea, de una oferta de desprendimiento de carga, la que sería necesaria para que pueda existir un automatismo para el control de transferencias en la zona sur. Todo ello concluye el CEN, porque según la discrepante, el Coordinador debe "Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico".

3.3. Presentación de Chungungo

La empresa señala que tiene diversos compromisos contractuales suscritos en calidad de suministrador con empresas distribuidoras que abastecen a clientes regulados. En ese contexto, prosigue, de los contratos de suministro suscritos, existen tres que incluyen retiros en la barra de la S/E Puerto Montt, los que se ven afectados por los desacoples de energía derivados de los criterios de operación y coordinación establecidos por el CEN en la Minuta DAOP.

La empresa afirma que la decisión del CEN, a través de su Minuta DAOP, ha elevado los costos marginales en la barra de la S/E Puerto Montt, afectando a todas las empresas cuyas centrales inyectan su energía en el norte o centro del SEN y, posteriormente, realizan retiros en la zona de la S/E Puerto Montt para abastecer sus contratos para clientes regulados.

En concreto, informa que debido al alza en los costos marginales de la zona Puerto Montt, ha experimentado una brusca alza en los costos de retiro para abastecer los consumos de sus contratos con distribuidoras. Expone que, a modo de referencia, en el mes de febrero de 2023, el costo de retiro en la S/E Puerto Montt resultó aproximadamente cuatro veces mayor que el promedio del resto de los retiros del sistema. Producto de lo anterior, Chungungo indica que experimentó un aumento neto en los costos totales de retiro en ese mes de aproximadamente un 20%, versus el caso en que el costo en Puerto Montt hubiera sido similar al resto del sistema en promedio.

A juicio de Chungungo, en la Audiencia Pública la discrepante precisó que no se encuentra solicitando la instrucción de un automatismo en específico, sino que se consideren otras opciones por parte del CEN. Precisa que los automatismos son una medida más de las distintas que debe analizar el CEN. A su entender, Cerro Dominador expresó claramente que su discrepancia no tiene como eje los automatismos, sino que ellos son una medida más de las distintas medidas operacionales que el CEN debe evaluar económicamente y, en forma adicional, a la única hasta ahora vigente.

La empresa prosigue su presentación destacando que, sin perjuicio de que la segunda petición concreta de la discrepante corresponde a una solicitud "abierta" de medidas operacionales, el Panel debiera instruir al CEN evaluar y fundamentar económicamente, al menos, aquellas

medidas mencionadas por Cerro Dominador en su Estudio Dinámico⁶, respecto de las cuales no existiría duda que cumplen con el Criterio N-1 de la NTSyCS.

Chungungo sostiene que dentro de las medidas operacionales que el Panel debiera ordenar al Coordinador evaluar económicamente, se encuentran algunas proposiciones relativas al aumento de transferencias a +/- 30 MW, las cuales fueron expuestas por la discrepante en el estudio dinámico que Cerro Dominador hizo llegar al CEN el 29 de julio de 2022.

En opinión de Chungungo, el estudio dinámico en cuestión señala tener como finalidad la de "obtener la máxima capacidad de transferencia en la zona sur del país mediante un análisis de estabilidad transitoria. Esto debido a las obras de re-potenciamiento que se están ejecutando en las líneas 2x220 kV Cautín-Río Toltén, 2x220 kV Río Toltén-Ciruelos y 2x220 kV Pto. Montt – Nva. Pto. Montt. Para lo anterior, se hace uso de la base de datos de Power Factory de DIgSILENT del Coordinador Eléctrico Nacional a marzo de 2022".

La empresa destaca que el referido estudio alude expresamente en sus conclusiones a la existencia de dos medidas que permiten aumentar el límite de transferencias desde +/- 10 MW a +/-30 MW y +/-32 MW para la zona 2 Río Toltén Ciruelos y Zona 2 Cautín-Río Toltén, y que ambas cumplen con el criterio N-1.

En consecuencia, a juicio de la empresa, no habría razones técnicamente válidas para que el CEN no analice tales alternativas.

Chungungo sostiene que se trata de un estudio dinámico que, como consecuencia de acogerse la petición N°2 de la discrepancia de Cerro Dominador, debiese ser incorporado por el CEN como un insumo que le permita modelar los procesos de programación de la operación de corto y mediano plazo en la zona sur a que se refiere su Minuta DAOP. A su entender, lo anterior resulta pertinente dado que, en el marco de la Discrepancia N°33-2022, fue el propio CEN quien explicó al Panel que los trabajos de cambio de conductor, que motivó el desarrollo de esa Minuta DAOP, fueron modelados en los procesos de programación de la operación de mediano y largo plazo, desde que el CEN tomó conocimiento de ellos, determinándose las condiciones de operación segura.

En consecuencia, siguiendo esa misma lógica, opina que las dos medidas operacionales individualizadas en el estudio dinámico aportado por Cerro Dominador, y que permiten aumentar el límite de transferencias desde +/- 10 MW a +/-30 MW y +/-32 MW para la zona 2 Río Toltén Ciruelos y Zona 2 Cautín-Río Toltén, deben ser consideradas en la programación de corto plazo por el CEN.

A su juicio, ambas medidas, para los tramos antes referidos, son plenamente compatibles con la condición de enmallado del sistema de transmisión de la zona en 66 kV, mencionada por el

⁶ Estudio Eléctrico Zona Sur, de 27 de julio de 2022, preparado por la consultora SDI; acompañado por Cerro Dominador bajo el Segundo Otrosí de su Discrepancia.

representante del CEN en la Audiencia Pública como una condición correcta. Chungungo coincide con que ese enmallamiento se mantenga, y que adicionalmente el Coordinador analice e implemente los límites de transferencias desde +/- 10 MW a +/-30 MW y +/-32 MW para la zona 2 Río Toltén Ciruelos y Zona 2 Cautín-Río Toltén, respectivamente.

Chungungo continúa su exposición indicando que, cualquiera sea la medida operacional que adopte el Coordinador, su actuación debe cumplir con garantizar la operación más eficiente del SEN, sin afectar el nivel de seguridad de servicio preestablecido. Indica que el punto referido a que el CEN tiene el deber de analizar la o las medidas operacionales que garanticen la "operación más económica" del SEN, respetando siempre el nivel de seguridad de servicio preestablecido en la NTSyCS, queda ilustrado a partir de distintas medidas que el Coordinador mencionó en la Audiencia Pública, o que se han documentado como parte de esta discrepancia.

Expone que la normativa eléctrica, específicamente el Reglamento de la Coordinación, establece en el inciso primero de su artículo 1, que las disposiciones ahí contenidas se aplican a la etapa de coordinación y operación del SEN; y que el inciso segundo del mismo artículo también es aplicable a la fase de programación.

En virtud de lo anterior, Chungungo sostiene que la normativa eléctrica abarca de forma amplia todos los procesos en los cuales ejerce funciones el CEN, lo que significaría que los principios contenidos en el capítulo segundo del artículo 5 del Reglamento de la Coordinación: (i) preservación de seguridad en el sistema eléctrico; (ii) garantía de la operación más económica del conjunto de instalaciones; y (iii) garantía de acceso abierto, informan de modo vinculante todas las etapas del proceso de coordinación por igual. Consecuentemente, explica, el CEN sería responsable de la armonización e inclusión de los tres principios descritos, debiendo incorporar en todas sus decisiones criterios de actuación técnicos y económicos.

Chungungo entiende que esta categorización equilibrada y consistente que le exigiría la normativa se observa también en el artículo 9 del referido reglamento, el cual considera de manera conjunta e inseparable, dos estándares de actuación para el CEN: "preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional".

Agrega que estas disposiciones, sumadas a otras, como la prevista en el artículo 36 inciso final del Reglamento de la Coordinación evidenciarían que no existe ninguna limitación normativa que justifique que su aplicación se circunscriba a una u otra fase de las etapas de coordinación del SEN.

Según Chungungo, la discrepante no estaría solicitando nada distinto de la aplicación coherente y continua que la normativa le exige al CEN frente a los impactos que debió considerar al limitar las transferencias a +/- 10 MW en el circuito que queda en servicio de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte – Puerto Montt, Cautín – Río Toltén o Río Toltén – Ciruelos, evaluando conjuntamente todos los criterios de operación y coordinación bajo las dimensiones de seguridad de servicio y garantía de operación más económica del SEN.

Para Chungungo, el sentido de la completitud de esta evaluación impuesta al CEN es de una envergadura trascendental, por cuanto de sus decisiones se desprenden impactos económicos de gran escala para los coordinados.

La empresa considera que las otras medidas operacionales que se están pidiendo por Cerro Dominador, al tenor de la segunda petición de su discrepancia, están en completa armonía y consistencia con el estricto cumplimiento de las funciones del CEN, tal como ese organismo las explicó en el marco de la Discrepancia N°33-2022. Indica que en esa oportunidad, el CEN señaló que, con ocasión de la Minuta DAOP, había dado estricto cumplimiento de sus funciones, a saber: (i) definiendo un criterio de seguridad que cumple con el Criterio N-1; (ii) elaborando un programa de generación que recoge esa exigencia; (iii) efectuando una supervisión en tiempo real que daría cuenta de esa observancia; y finalmente (iv) calculando los costos marginales que recogen lo que ha ocurrido en la operación real y que daría cuenta de las exigencias de seguridad y despacho.

Añade que implementar los límites de transferencias desde +/- 10 MW a +/-30 MW y +/-32 MW para la zona 2 Río Toltén Ciruelos y Zona 2 Cautín-Río Toltén, respectivamente, corresponden a medidas que cumplen estrictamente con: (i) el Criterio N-1 de la NTSyCS; (ii) son incorporables al programa de programación de generación que recoge esa exigencia; (iii) el Coordinador podrá hacer una supervisión en tiempo real dando cuenta de esa observancia; y (iv) el Coordinador podrá calcular los costos marginales que recogen lo que haya ocurrido en la operación real bajo esos nuevos límites de transferencias, que en todo caso darán cuenta de las exigencias de seguridad y despacho.

3.4. Presentación de EDFR

EDFR, en calidad de interesada, señala que en la Minuta DAOP el CEN analizó y dispuso una única medida operacional para los períodos en los cuales existan desconexiones programadas derivadas de la realización de trabajos correspondientes a obras de expansión del SEN en la zona sur, sin dimensionar los impactos económicos que tal medida operacional de seguridad podría conllevar para la operación del sistema; y sin analizar otras opciones que permitieran una operación igualmente segura del sistema, pero más eficiente.

Agrega que por lo anterior, con fecha 8 de noviembre de 2022, Cerro Dominador solicitó al CEN: (i) una actualización de la Minuta DAOP planteando que diversos supuestos considerados en la elaboración de la referida minuta han cambiado, y que dado esto; (ii) se evalúen las propuestas planteadas por Grupo Cerro las cuales buscan reducir el despacho de diésel en la zona de Puerto Montt, o que, en su defecto; y (iii) se justifiquen los motivos técnicos y/o económicos que fundamenten la imposibilidad de ser implementados.

Adicionalmente, prosigue, con fecha 6 de diciembre de 2022, Santiago Solar envió una carta al CEN, manifestando el impacto de los trabajos en las líneas de transmisión ante el cumplimiento de sus compromisos contractuales en la zona de Puerto Montt, y solicitando: (i) información respecto a los fundamentos técnicos económicos que conllevaron a la creación de un subsistema isla en la zona; (ii) incluir los costos económicos asociados al daño ambiental

producido por las emisiones de material particulado y CO₂ de la generación en base a diésel; y, por último, (iii) una actualización de la Minuta DAOP considerando las condiciones actuales del SEN.

Posteriormente, señala que el CEN respondió a Cerro Dominador el 30 de diciembre de 2022, manifestando que: "(...) se tiene contemplada una actualización de dicha Minuta", añadiendo que la "(...) Minuta de Operación tiene como objetivo determinar los criterios requeridos para que el SEN pueda cumplir con lo dispuesto por el Artículo 72°-1, numeral 1) de la Ley, esto es, preservar la seguridad de servicio. Por ello, la incorporación de una evaluación que permita garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, minimizando así el costo total de abastecimiento, forma parte del proceso de programación de la operación de corto plazo para el abastecimiento de la zona sur del SEN, que considera el resto de la información proveniente de las capacidades operaciones del sistema de transmisión y el estado operativo de las unidades generadoras del momento..."; y que "(...) La instalación de automatismos, que permitan aumentar las transferencias por el tramo del sistema de transmisión correspondiente, es una posibilidad que puede ser propuesta por las empresas coordinadas y que está sujeta a cumplir con las condiciones establecidas en el Procedimiento Interno 'Diseño, implementación y operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN' (...)".

EDFR indica que el 12 de enero de 2023, el CEN dio respuesta a la carta enviada por Santiago Solar, manifestando sobre el subsistema en isla que:

"(...) Con la aplicación de las conclusiones indicadas en la Minuta DAOP N°03/2021 para la ejecución de las desconexiones requeridas para llevar a cabo el refuerzo de los conductores del tramo Frutillar Norte – Puerto Montt 2x220 kV, se da cumplimiento al numeral 1 del Artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, así como al Artículo 5 del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), asegurando en todo momento la aplicación del criterio N-1 en esta línea. De ese modo, se limitó el intercambio de energía entre ambas SS/EE, lo que derivó en la determinación de un costo marginal diferenciado en ambos subsistemas (...)".

Agrega que junto a ello, indicó que:

"(...) el análisis económico que permite garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del SEN, formó parte del proceso de programación de la operación de corto plazo para el abastecimiento de la demanda de la zona sur, incluyendo tanto lo indicado en esta minuta como del resto de la información proveniente de las capacidades operaciones del sistema de transmisión y el estado operativo de las unidades generadoras para el mismo propósito (...)".

Destaca que, con respecto al impacto medio ambiental, el CEN sostuvo:

"(...) que esa información no obra en nuestro poder y tampoco es parte de los procesos que este Coordinador lleva adelante para el cumplimiento de sus funciones. En todo

caso, eventuales restricciones ambientales deben ser informadas por los coordinados que operan las respectivas centrales térmicas, para su incorporación en los procesos de programación de la operación del SEN (...)".

EDFR concluye la revisión de antecedentes indicando que el CEN se refirió a la actualización de la minuta mencionando que:

"(...) se tiene contemplado el desarrollo de una actualización de la minuta DAOP N°03/2021, habida cuenta de la postergación de las desconexiones requeridas para iniciar el reemplazo de conductor del proyecto 'Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín', programada hacia el mes de abril 2023 en adelante, así como también la reciente puesta en servicio de la S/E Lastarria y su interconexión con el sistema paralelo de 66 kV en el entorno a esta obra (...)".

EDFR plantea sus observaciones refiriéndose en primer término a los efectos económicos de la Minuta DAOP y alternativas propuestas. Indica que, según la Carta DE06415-22 del CEN, dicha minuta tiene como único objetivo cumplir con lo dispuesto por el artículo 72-1, numeral 1) de la LGSE, esto es, preservar la seguridad de servicio, desplazando a una instancia posterior cualquier tipo de análisis o consideración económica de la medida operacional establecida en la Minuta DAOP. Menciona que son las mismas ideas las cuales fueron reiteradas a Santiago Solar por medio de la Carta DE 00111-23, del CEN.

A juicio de EDFR la relegación del análisis económico tuvo como consecuencia que la medida operacional aplicada entre octubre del 2021 y diciembre de 2022, consistente en un control de transferencias cercano a cero, causó un alza en los costos marginales en la barra de Puerto Montt, afectando a todas las empresas que inyectan en el norte o centro del país y que deben realizar retiros en esta zona debido a contratos de suministro a clientes regulados. Agrega que, en dicho contexto, EDFR no ha sido la excepción, ya que sus activos experimentaron una diferencia promedio de 92 US\$/MWh entre su nodo de inyección y el nodo de Puerto Montt, es decir, prosigue, el costo marginal en la zona de Puerto Montt fue en promedio un 200% más caro.

La empresa destaca que, si se analiza el bloque solar, la diferencia promedio entre el costo marginal de inyección y el de retiro alcanza los 130 US\$/MWh, lo que significa que el costo marginal promedio en Puerto Montt durante este periodo fue un 300% más caro con respecto a sus barras de inyección.

Según EDFR esta situación significó una pérdida económica de 7,986 millones de USD para la empresa en torno a los parques Santiago Solar y Cabo Leones 1. A su entender, la situación expuesta no puede considerarse como un supuesto de "operación normal" del sistema, ya que una revisión de la normativa aplicable permite concluir que la regulación no ampara este tipo de operación, la cual debe ser la más económica.

EDFR indica que la Minuta DAOP sólo contiene una medida operacional, la cual no garantizaría la operación más económica del sistema, es decir, prosigue, no cumpliría con la exigencia

legal establecida en el artículo 72-1, numeral 2), de la LGSE. Estima que el CEN se ha separado del citado mandato legal ya que no evaluó todas las medidas posibles que le permitieran operar en forma segura y más económica la zona sur en los casos de desconexión programada para ejecutar las obras de expansión correspondientes.

Según la empresa, el CEN debería haber estudiado diversas medidas o alternativas de operación segura, como lo ha hecho en otras minutas de operación, por lo que considera que requerir al CEN la realización de un análisis de diversas opciones o alternativas de operación de la zona sur, no sería algo extraño al actuar del CEN.

A modo de ejemplo, EDFR se refiere a las minutas DAOP 04/2021, sobre "Análisis operacional del abastecimiento eléctrico en la región de Ñuble durante los meses de verano" y DAOP N°01/2021, de "Análisis de cortocircuitos en S/E Crucero".

A continuación, EDFR se refiere a las relaciones entre seguridad y operación más económica. A su entender, el artículo 72-1 de la LGSE, que consagra los denominados "Principios de la Coordinación de la Operación", no contemplaría una prelación entre los dichos principios, en virtud de la cual la seguridad del servicio se imponga por sobre el deber de garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones. Según la empresa, la lectura adecuada de dicha norma impone un contrapeso y un análisis de equilibrio entre las exigencias de seguridad derivadas de la regulación y la necesidad de que la operación del sistema sea la menos onerosa para el conjunto de las instalaciones.

Destaca que esto ha sido reconocido en forma explícita por el Panel, en el Dictamen N°5-2016.

Agrega que la idea de equilibrio entre la seguridad exigida por la regulación y la garantía de operación más económica puede verse claramente plasmada en el artículo 5-4 de la NTSyCS, según el cual: "(...) Los límites aplicables a la operación del SI serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en el presente Capítulo (...)".

A juicio de EDFR, en conformidad con las exigencias derivadas de los Principios de la Coordinación de la Operación, la referida norma establecería que los límites aplicables a la operación del sistema interconectado estarían sujetos a dos exigencias fundamentales: (i) su determinación debe efectuarse en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, dando cuenta con ello de la necesidad de que las decisiones que se adopten deben necesariamente basarse en un análisis conjunto de consideraciones técnicas y económicas (la norma utiliza la conjunción copulativa "y"), las cuales deben explicitarse en todo momento (debidamente fundadas), para permitir su conocimiento por sus destinatarios, y con ello garantizar que la decisión adoptada no es producto del mero capricho (arbitrariedad), sino que se trata de una decisión técnico-económica adecuada; y (ii) las aludidas consideraciones económicas deben representar un "compromiso" (i.e., un equilibrio) entre los costos y

beneficios que se generan para el conjunto del sistema y los estándares de seguridad y calidad establecidos en la norma técnica.

La empresa sostiene que el CEN no sería ajeno a dichas ideas y que en variadas ocasiones ha procedido a analizar diversas opciones de operación bajo determinados escenarios. Así, sostiene que sólo a partir de dicho análisis, documentado y contrastable, es posible decidir si una medida operacional garantiza la operación más costo eficiente del sistema, en cuyo caso el CEN tiene el deber legal de optar por dicha solución.

Lo expuesto, prosigue, no solo por cuanto el CEN tiene la obligación legal de garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN, sino que, además, porque las consecuencias de tales decisiones recaen, en definitiva, en terceros.

A juicio de EDFR, no puede existir una lectura diversa en un mercado intensamente regulado como el eléctrico, el que descansa en la iniciativa privada como motor para su funcionamiento. Sostiene que pretender preterir la operación más económica del sistema a consideraciones de seguridad, imputando los costos de tal decisión a un grupo de agentes que no ha ocasionado ni participado en esos mayores costos, sin alcanzar soluciones óptimas que permitan compatibilizar ambos objetivos en forma conjunta, implica afectar uno de los elementos esenciales del funcionamiento de dicho mercado.

En virtud de lo anterior, EDFR considera que el CEN tenía el deber de evaluar las alternativas presentadas en la actual discrepancia por Cerro Dominador, las cuales son: (i) la instalación de un automatismo que permita desconectar 120 MW en la zona, dicho valor corresponde a la potencia máxima a diésel despachada en la zona durante los trabajos en 2022; (ii) la instalación de un BESS para una hora por la misma potencia (120 MW); o (iii) incluso analizar otras alternativas que, manteniendo las exigencias de seguridad establecidas en la regulación, permitieran y permitan la operación más económica del sistema en su conjunto. Y, desde luego, que la evaluación de opciones debe efectuarse antes de continuar con los trabajos restantes en los tramos Río Toltén – Ciruelos 220 kV y Cautín – Río Toltén 220 kV.

3.5. Presentación de Enel Generación

Enel Generación, en calidad de interesada, formula observaciones en la presente discrepancia y solicita que esta última sea acogida.

Enel Generación comienza su presentación con una revisión de los antecedentes de la discrepancia. En este contexto, señala que el 30 de enero de 2023 comunicó que, en conjunto con Engie, Cerro Dominador y GM Holdings S.A., se ha abocado a la búsqueda de soluciones que permitan aumentar el límite de transferencias determinado en la Minuta DAOP, y que se está evaluando la opción de implementar un sistema de almacenamiento en el extremo de carga de un dimensionamiento de alrededor de 50 MW por 15 minutos, proyecto que podría entrar en operación en julio de 2023.

Agrega que un estudio encargado a Estudios Eléctricos S.A. concluye que, con la implementación de este equipo, se elevaría el actual límite de transferencias determinado por

la Minuta DAOP, reduciendo la necesidad de despachos forzados en la zona sur, sin comprometer la seguridad ni calidad de suministro.

Enel Generación afirma concordar con los argumentos señalados por la discrepante y que el Coordinador no habría cumplido con garantizar la operación más económica del sistema en su conjunto, puesto que no existe una prelación de la seguridad del sistema por sobre garantizar la operación más económica, sino que deben ser realizados de forma conjunta, sobre todo ante un escenario donde se pueden adoptar "...diversas medidas operacionales permiten preservar la seguridad de servicio y seguramente alguna de ellas será la más económica para el sistema en su conjunto (...)".

Enel Generación plantea sus argumentos para que la discrepancia sea acogida, refiriéndose en primer término a la repercusión de la Minuta DAOP. A su entender, el criterio de seguridad implementado por el Coordinador ha provocado consecuencias económicas para el sistema, puesto que esta medida operacional interpuesta significó un sobre costo de 60 millones de USD al momento de realizar los trabajos en el tramo 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt, lo que equivaldría a más de nueve veces el monto adjudicado de la obra por 6,5 millones de USD, lo que ha afectado significativamente a los suministradores deficitarios en dicha zona, incidiendo en determinados casos en incumplimiento por parte de algunos coordinados de la cadena de pagos.

Adicionalmente, según Enel Generación, las medidas operacionales impuestas por el Coordinador durante la ejecución de los trabajos sólo habrían tenido como objetivo mantener la seguridad de abastecimiento en la zona y no se habrían analizado los costos de operación que éstas significan para el sistema en su conjunto. Señala que, si se realizan los siguientes trabajos sin analizar otras medidas operacionales, se pondrá en riesgo la seguridad en la cadena de pago por el impacto económico que se provoca a las empresas que son deficitarias en el subsistema de la zona sur.

A juicio de la empresa, esta medida operacional podría ser subsanada a través de las propuestas que realiza Cerro Dominador y/o por la propuesta realizada en conjunto por Enel Generación, Engie, Cerro Dominador y GM Holding S.A. de implementar un sistema de almacenamiento en la barra de carga del tramo.

Enel Generación agrega que debe reevaluarse la opción de utilizar un criterio de operación especial para el tramo, como lo permitiría el artículo tercero del Decreto Preventivo de Racionamiento.

Indica que, en el caso particular de los trabajos de ampliación relacionados con la presente discrepancia, el Coordinador debería evaluar diferentes opciones al determinar las medidas operacionales que preserven la seguridad del sistema y no definir *per se* una medida de seguridad y posterior a esta, considerarla como un insumo para el proceso de la programación de la operación, tal y como respondió a Cerro Dominador en su carta DE 06415-22.

En opinión de Enel Generación, en estricto rigor, el Coordinador debería evaluar todas las medidas operacionales que le permita preservar la seguridad del sistema y ejercer la medida operacional que garantice la operación más económica para el sistema en su conjunto, considerando el costo de falla y su probabilidad de ocurrencia.

Respecto a las propuestas emitidas por Cerro Dominador, Enel Generación expone que el Coordinador debería evaluar la pertinencia de implementar alguna de ellas por las siguientes razones:

- El Lago Chapo tiene una cota mínima real de 222 m.s.n.m. y en la actualidad se utiliza la cota turística que es de 230 m.s.n.m. Sin embargo, agrega que bajo condiciones que pongan en riesgo la seguridad y/o abastecimiento del sistema, sí puede operar el embalse por debajo de su cota turística. Consistente con la normativa y dado que en el escenario con la medida operacional definida por la Minuta DAOP y/o utilizar el embalse Chapo por debajo de su cota turística permiten preservar la seguridad del sistema, el Coordinador debería evaluar cuál de estas opciones garantiza la operación más económica.
- Explica que, si se considera que el Estudio Dinámico realizado por Cerro Dominador permite aumentar las transferencias a +/- 30 MW y preservar la seguridad del sistema, también debería ser considerado por el Coordinador y evaluar entre las tres opciones cuál es la que garantiza la operación más económica. Inclusive, si la operación más económica se obtiene a través de dos de estas medidas, también deberían ser evaluadas, siempre que permitan preservar la seguridad.
- Señala que el Coordinador tiene la potestad de implementar o instruir el hacer uso de la capacidad de sobrecarga de corto plazo de cada circuito y de los EDAG y EDAC que permitan aumentar las transferencias por el tramo, además de preservar la seguridad del sistema.
- Acerca de implementar un Criterio N-1 ajustado, Enel Generación estima pertinente que el Coordinador evalúe implementar el tratamiento especial del tramo en cuestión que le permite el artículo tercero del Decreto Preventivo de Racionamiento y operar con criterio N el tramo en cuestión en los momentos que se realicen los trabajos correspondientes.

Sin perjuicio de las medidas operacionales descritas anteriormente, Enel Generación sostiene que el Coordinador debería evaluar la opción de implementar uno o más sistemas de almacenamiento ubicados en el extremo de carga del tramo 2x220 kV Cautín – Ciruelos, los cuales, en caso de una desconexión intempestiva del tramo en servicio durante los trabajos, sean capaces de suministrar la energía necesaria para formar la correspondiente isla en dicho extremo y con ello preservar la seguridad del sistema y aumentar los límites de transferencias del tramo correspondiente.

Agrega que, para cumplir con lo señalado en el artículo 72-1 de la LGSE, el Coordinador debería considerar al menos las medidas operacionales descritas en este apartado y evaluar económicamente todas aquellas opciones que por sí solas permitan preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación más económica para este en su conjunto.

Luego Enel Generación se refiere a la necesidad de consistencia en el actuar del Coordinador. Al respecto reitera que informó a este los resultados del estudio que encargó a Estudios Eléctricos sobre la factibilidad de instalar sistemas de almacenamiento, los cuales indicarían que, con la implementación de dichos equipos, se permitiría elevar el actual límite de transferencias determinado en la Minuta DAOP, reduciendo con ello la necesidad de despachos forzados en la zona sur, sin comprometer la seguridad ni calidad del suministro.

Expone que, en forma posterior a esta comunicación de Enel Generación, el Coordinador, con fecha 06 de febrero de 2023, solicitó a Transelec presentar un cronograma de trabajo actualizado para la obra "Proyecto Aumento de Capacidad de la línea 2x220 Ciruelos – Cautín", postergando la fecha de inicio al 1 de agosto de 2023.

A juicio de Enel Generación, el actuar del Coordinador parece contradictorio, ya que, previo a esta comunicación informativa se negó a evaluar las medidas operacionales propuesta por Cerro Dominador, pero una vez que se le informa una medida de mitigación frente a los desacoples económicos que se producirían cuando se ejecuten los trabajos, solicita a Transelec actualizar el cronograma considerando el inicio de los trabajos a contar de agosto de 2023. Además, Enel Generación considera relevante destacar que en el comunicado del Coordinador a Transelec (carta DE 00622-23) podría entenderse como una posibilidad de acoger la respectiva propuesta. Sin embargo, agrega que no habría recibido una comunicación formal por parte del Coordinador que haga referencia a la posibilidad de evaluar concretamente la implementación de los sistemas de almacenamientos propuestos.

A continuación, Enel Generación se refiere a que el actual decreto preventivo de racionamiento permite un 10% de pérdida de carga. En el entender de la empresa, este decreto permitiría adoptar medidas preventivas en el segmento de transmisión.

La empresa destaca que se permite el aumento de los niveles de transferencias máximas admisibles considerando la posibilidad de un rechazo de carga, como consecuencia de una contingencia mientras se opere en condiciones de tratamiento especial, siempre que no se supere el 10% de la demanda máxima del sistema.

Conforme a lo anterior, prosigue, como medida operacional durante los trabajos de ampliación del tramo 2x220 kV Cautín – Ciruelos, el Coordinador debería considerar el tratamiento especial de este tramo y elevar su límite de transmisión, el cual puede llegar a considerar en la peor circunstancia la pérdida de carga de toda la demanda al sur de Cautín, la cual no superaría el 5% de la demanda máxima del SEN y así cumplir con el 10% que considera el artículo tercero del Decreto Preventivo de Racionamiento.

La empresa sostiene que como justificación de lo anterior y acatando las disposiciones del ya referido decreto, en uno de los informes preparados por el Coordinador para la Comisión, señalados en el Decreto Preventivo de Racionamiento, se identificó el tramo 2x220 kV Río Toltén – Ciruelos como uno de los enlaces en el que sería factible aumentar los niveles de transferencia y permitir un rechazo de carga no superior al 10%. Agrega que dicho informe corresponde al “Informe GO N°12-2021 Identificación de instalaciones de transmisión que ameritan un tratamiento de operación especial durante la vigencia del Decreto de Medidas Preventivas N°51/2021”.

Agrega que en el análisis que realizó el Coordinador respecto a ese tramo en particular, muestra como ejemplo un día en que falló la línea y se perdió el suministro al sur de la subestación Ciruelos, consumo que representaba un 4,364% de la demanda del SEN y que tardó 1,18 horas en recuperar el 80% del suministro eléctrico.

Para Enel Generación, si el Coordinador consideró los recursos asociados a la reserva operativa de la central Canutillar, conforme al Decreto Preventivo de Racionamiento, también debería considerar aplicar el artículo tercero del decreto e implementar el tratamiento especial al tramo de transmisión en cuestión.

La empresa termina su presentación concluyendo que: (i) el Coordinador no habría cumplido con el segundo numeral de los principios de la coordinación de la operación señalados en el artículo 72-1 de la LGSE, puesto que a través de Minuta DAOP impuso una condición que permite preservar la seguridad del servicio en el sistema, pero no necesariamente garantiza la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico; (ii) el Coordinador debería evaluar las diversas medidas operacionales propuestas por Cerro Dominador y otras como las enumeradas y descritas por Enel Generación y determinar la medida operacional que garantice la operación más económica para el sistema en su conjunto; (iii) el Coordinador no ha realizado el análisis correspondiente a la implementación de esquema de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico, conforme a lo indicado al artículo 117 del Reglamento de la Coordinación; y (iv) el Coordinador, conforme al artículo tercero del Decreto Preventivo de Racionamiento y a su propio análisis realizado en el “Informe GO N°12-2021 Identificación de instalaciones de transmisión que ameritan un tratamiento de operación especial durante la vigencia del Decreto de Medidas Preventivas N°51/2021”, debería aplicar un tratamiento especial (Criterio N) cuando se realicen los trabajos de ampliación en la línea 2x220 Cautín – Ciruelos.

3.6. Presentación Engie

Engie, en calidad de interesada, expone que las medidas operacionales adoptadas en virtud de la Minuta DAOP, han tenido un gran impacto en sus resultados operacionales. Agrega que entre los meses de octubre de 2021 y diciembre de 2022, los retiros en la referida barra se encarecieron del orden de 196 millones de USD, de los cuales 22 millones de USD son de su cargo.

La empresa destaca que este sobrecosto operacional se produjo con ocasión del control de transferencias dispuesto por la Minuta DAOP para la primera de las obras de ampliación. Enfatiza que resta por materializarse la segunda obra correspondiente al aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín-Río Toltén-Ciruelos. Señala que el impacto estimado para Engie del control de transferencias para la segunda de estas ampliaciones es de al menos 3 millones de USD, solo entre los meses de abril y diciembre 2023, monto que puede aumentar en función de los riesgos e imprevistos de la obra.

A su juicio, el impacto de la misma medida, que debe ser absorbido por prácticamente los mismos generadores que tuvieron que soportar el sobrecosto operacional de la primera ampliación, puede significar para algunos de esos generadores pasar de una posición financiera delicada a una insostenible.

La interesada señala que es suministradora de clientes en la zona sur del SEN en virtud de contratos regulados. Agrega que, como señaló el voto de minoría en el Dictamen N°33-2022, los sobrecostos incurridos por las decisiones operacionales del CEN no fueron previstas al momento de ofertar el precio de suministro, ni existen mecanismos idóneos para mitigar dicho riesgo. Agrega que el carácter temporal de estas medidas vuelve inefectiva la señal de precio derivada de su tarificación: no incentiva a desplazar oferta ni demanda. Explica que solo transfiere ingresos desde generadores que los tenían previstos hacia otros generadores que no.

A su entender, la Minuta DAOP no garantizó la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. En opinión de la empresa, en la Minuta DAOP, el mandato legal de garantizar la operación económica para el conjunto del sistema eléctrico está invisibilizado. Expone que no existe ni consta su evaluación. En su opinión el objetivo exclusivo de la referida minuta sería satisfacer las condiciones de seguridad en un escenario de operación bajo Criterio N-1. Enfatiza que los coordinados nunca supieron los costos de esta medida, o si existían otras medidas más costo-eficientes para lograr el mismo estándar de seguridad.

Aún más, prosigue, la Minuta DAOP fue publicada estando vigente el Decreto Preventivo de Racionamiento, cuyo artículo tercero instruía al CEN a evaluar un tratamiento especial de instalaciones de transmisión, considerando entre otros, el aumento de los niveles de transferencias máximas admisibles. Menciona que el CEN prefirió no utilizar las posibilidades que le brindaba dicho decreto y que hubieran permitido aminorar el impacto de las medidas dispuestas en su Minuta DAOP.

En este contexto, respalda la petición de Cerro Dominador para que el CEN analice y evalúe, expresa y detalladamente, medidas operacionales adicionales que le permitan garantizar la operación más económica del sistema.

La empresa considera que, en este mismo sentido, la carta DE 06415-22 del CEN refleja un entendimiento problemático de su doble mandato. En ella, el Coordinador da a entender que la Minuta DAOP únicamente tiene por objetivo preservar la seguridad de servicio, y que solo

en un momento posterior, se evalúa la operación más económica del conjunto de instalaciones del SEN. Para Engie esta metodología de trabajo, en que uno y otro principio de la coordinación de la operación se evalúan en momentos sucesivos y distantes en el tiempo, no cumple el mandato legal de coordinar la operación considerando ambos objetivos simultáneamente.

En su visión, el análisis que realizó el CEN con ocasión de la referida minuta no sería solo incompleto, sino que fue, además, inoportuno. Indica que ya en sus observaciones en la Discrepancia N°33-2022, presentada por Enel Generación sobre operación segura de la zona sur del CEN⁷, la forma de proceder del Coordinador no solo reflejaría una desatención al mandato de eficiencia, sino que, al invisibilizar la dimensión económica de las medidas operacionales adoptadas, impide el desarrollo y la expansión eficiente del sistema eléctrico.

En opinión de la empresa, lo anterior se ilustraría claramente en la comparación del orden de magnitud entre la obra de ampliación versus los sobrecostos operacionales ocasionados.

Engie sostiene que, si el CEN visibilizara adecuada y oportunamente las medidas operacionales extraordinarias requeridas por los proyectos de expansión, así como sus efectos económicos, estaría en condiciones de representar esos sobrecostos en el proceso de planificación de la transmisión, por ejemplo, con ocasión de las observaciones al informe técnico preliminar del plan de expansión respectivo. Precisa que lo anterior redundaría o bien que la obra no termine incorporándose al plan de expansión respectivo, o bien, que se redefina o complemente de manera de mitigar los sobrecostos operacionales que pueda ocasionar.

A continuación, Engie afirma que el CEN no solo puede, sino que debe actuar de oficio para analizar el uso de los automatismos con el fin de asegurar la operación más económica del sistema. A su parecer, el CEN, en su carta de respuesta a Cerro Dominador sobre la solicitud de actualización de la Minuta DAOP da a entender que la instalación de automatismos para aumentar transferencias es una posibilidad que solo puede provenir de iniciativa de las empresas coordinadas.

Según la empresa, ese entendimiento limitaría las atribuciones que le da la LGSE al CEN. Sostiene que ese organismo sí puede y sí tiene el deber de analizar la necesidad del uso de automatismos que permitan garantizar la operación del sistema conforme a los principios de la coordinación de la operación.

Primero, prosigue, porque el Procedimiento Interno no descarta esa opción. Precisa que dicho procedimiento, al definir su alcance, señala que es para automatismos de control de transferencias de propuestas particulares de coordinados. Según la empresa, de esto no se infiere que el CEN no pueda impulsar de oficio los automatismos, por ejemplo, dentro del ámbito de los SSCC. Menciona que solo se puede inferir que el Procedimiento Interno no buscó regular ese tipo de casos, sino aquellos en que son los coordinados los que promueven los

⁷ Escrito de observaciones de Engie en la Discrepancia N°33-2022, página 9.

automatismos. De hecho, agrega, habría sido el mismo CEN el que, respondiendo a una observación de Engie al borrador de procedimiento, se reservó la facultad de instruir directamente automatismos.

En su interpretación, explica que aunque el Procedimiento Interno dijera que los automatismos para el control de transferencias solo pueden ser de iniciativa de los coordinados, por jerarquía normativa el mismo no tiene la entidad suficiente como para eximirlo de sus obligaciones establecidas a nivel legal, reglamentario y de norma técnica.

Agrega que la solución que "ofrece" el CEN (esto es, que sean los privados los que propongan automatismos), no solo no da cuenta de la falla de mercado que representa la difícil coordinación entre los distintos actores privados, sino que no es una solución efectiva, toda vez que la disposición del artículo 5-7 de la NTSySC prohíbe la consideración de los EDAG, ERAG o EDAC para la aplicación del Criterio N-1 en la programación de la operación. Es decir, añade, aún en el caso que fueran los coordinados los que propongan la implementación de automatismos, ello no ayudaría a reducir el impacto de las medidas operacionales definidas en la Minuta DAOP. A su entender, el CEN se excusa de cumplir con su obligación de garantizar la operación más económica, redirigiendo la iniciativa hacia los coordinados, los que no tendrían las vías idóneas para hacerlo.

Al respecto, hace presente que, dentro del ámbito de los SSCC, la LGSE establece que el CEN debe elaborar anualmente un informe de SSCC, en el que debe indicar los servicios requeridos por el SEN, su calendarización y el mecanismo para su materialización.

Engie destaca que en el Informe de SSCC 2023, versión diciembre 2022, en la sección "5.3.1.3 EDAC por Contingencia Específica (Extrema)", el CEN identifica cinco esquemas bajo los cuales se instruye la operación de un tipo de automatismo (por ejemplo: Esquema de Desprendimiento de Carga, "EDAC"), bajo la condición de instrucción directa, para el control de distintos tipos de contingencias durante la operación del SEN. Específicamente, señala, en los puntos c) y d) de la sesión "7.3.1.2 EDAC por Contingencia Específica", se indica la necesidad de contar con los automatismos EDAC frente a Planes de Defensa contra Contingencias Críticas o Extremas.

A juicio de la empresa, el caso señalado demostraría que el CEN se vale de la regulación vigente utilizando automatismos para evitar un colapso del sistema eléctrico, producto de análisis efectuados para mitigar los efectos previstos de una falla en la operación futura del sistema. Explica que como recurso técnico para cumplir con lo antes indicado se utilizan los automatismos cuya actuación es definida por el CEN vía el mecanismo de instrucción directa. En este caso, precisa, dicho organismo sí cumple su misión de contar con las medidas y recursos necesarios para una operación segura del SEN, evaluando distintas opciones de mecanismos, dentro de los cuales escoge la instrucción directa para la operación de automatismos frente a contingencias específicas o como parte de un Plan de Defensa contra Contingencias Críticas o Extremas.

Engie destaca que los plazos de ejecución de los trabajos de "Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos — Cautín" son conocidos por el Coordinador desde la publicación, en diciembre del año 2020 del Decreto 8T, el cual contemplaba como plazo de construcción 36 meses desde su publicación en el Diario Oficial. De esta forma, desde finales del año 2020, el CEN ha tenido la oportunidad de evaluar un Plan de Defensa contra Contingencias Críticas o Extremas, producto de alguna contingencia durante la ejecución de los trabajos de cambio de conductor de la línea 2x220 kV Ciruelos — Cautín, pudiendo haber analizado la opción de una licitación o instruir la instalación de EDAC como nueva infraestructura, dentro del ámbito de los SSCC.

Engie destaca que la transmisora que se adjudicó las obras de cambio de conductor indicó, en su informe de avance, que la responsabilidad del atraso de la ejecución de los trabajos y la solución para los sobrecostos sería responsabilidad del CEN. Detalla que conforme señala Transelec en la página N°8 del documento titulado "Informe de Avances Mensual Proyecto 'Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos — Cautín'. Diciembre de 2022. NUP 1194", al mes diciembre de 2022, "Toda esta información está en revisión actualmente para preparar un plan de desarrollo de obras del Proyecto que permita poner en servicio durante el 2023, fecha que debe ser revisada una vez que el Coordinador define el plazo de ejecución y la fecha en que puede ser iniciada la construcción, actualmente el proyecto no tiene fecha de inicio de obras".

En opinión de Engie, de acuerdo con lo que indica Transelec, al mes de diciembre de 2022, el CEN aún no había aprobado la fecha de inicio de los trabajos de cambio de conductor de la línea 2x220 kV Ciruelos — Cautín, ni tampoco tenía una posición definida respecto del sobrecosto indicado por Transelec para la obra (11,4 millones USD), para acortar el tiempo de trabajo a 9,3 meses.

La empresa afirma que la falta de una definición de la temporalidad óptima para la realización de los trabajos de cambios de conductor, como también la falta de certeza por parte del CEN para comunicar a Transelec el plazo máximo para la realización de los trabajos, demostraría que un documento como la Minuta DAOP debe contener los análisis necesarios para que todos los agentes del mercado, incluidos los generadores con compromisos contractuales de suministro en las zonas cercanas a la realización de los trabajos, cuenten con la información necesaria respecto a los escenarios que evalúa el Coordinador para establecer los criterios de seguridad.

La empresa concluye su presentación solicitando al Panel tener a Engie como parte interesada en la actual discrepancia, así como también tener por formuladas sus observaciones y, en definitiva, acoger lo solicitado por Cerro Dominador.

3.7. Presentación de WPD

WPD, en calidad de interesada, señala que actualmente tiene contratos de suministro de energía con la totalidad de las empresas distribuidoras a lo largo del SEN. Agrega que, tal como expuso en las observaciones presentadas a la Discrepancia N°33-2022, la aplicación de

la Minuta DAOP ha implicado que los costos marginales a los cuales WPD ha debido comprar energía para sus suministros asociados a las empresas distribuidoras Cooprel, Saesa, Luz Osorno, Socoepe y Crell, en promedio, han sido superiores a la media del sistema, lo cual ha redundado en fuertes perjuicios económicos para las empresas.

WPD coincide con lo expuesto por Cerro Dominador en la presente discrepancia y solicita al Panel acogerla y, en definitiva, resolver que el CEN debe asegurar y garantizar que las restricciones por seguridad que imponga en la operación del SEN, con motivo de la ejecución del proyecto, impliquen el mínimo costo de operación para el sistema. Señala que, como se discutió durante la tramitación de la Discrepancia N°33- 2022 y según fuera reconocido por el Panel en el Dictamen N°33-2022, lo establecido en la Minuta DAOP corresponde a una operación por seguridad para la zona sur del SEN durante la ejecución del proyecto.

En relación con las operaciones por seguridad, indica que tanto en la LGSE como en el Reglamento de la Coordinación se establece que la seguridad es uno de los principios principales para la operación del SEN. Al respecto cita el artículo 72-1 de la LGSE, los artículos 36 y 45 del Reglamento de la Coordinación y el artículo 5-4 de la NTSyCS, afirmando que de una interpretación armónica de estas normas se comprende que el CEN tendría la potestad de imponer operaciones especiales por seguridad en el SEN, no obstante, estas deben estar adecuadamente justificadas, de manera de lograr dar garantía de que corresponde a la solución más económica para la operación coordinada de las instalaciones del sistema.

WPD hace presente que la Minuta DAOP no permite inferir que el CEN haya analizado otras alternativas operacionales para mantener la seguridad de servicio en la zona sur, con objeto de asegurar que la solución elegida corresponde a la más económica para la determinación de los costos de operación del SEN que minimicen el costo de abastecimiento.

Señala que la Minuta DAOP impone una restricción operacional adicional a las restricciones que usualmente son consideradas por el Coordinador al resolver el problema de minimización del costo de abastecimiento del SEN.

Explica que, al imponer una nueva restricción para la resolución del problema de optimización del despacho económico del SEN, el Coordinador, en cumplimiento al mandato establecido en la regulación, debe verificar y asegurar que no exista otra restricción operacional, que implique una resolución más económica para el costo de abastecimiento durante el periodo en que duren los trabajos del proyecto.

Al entender de WPD, con base a los antecedentes expuestos en la Minuta DAOP, no sería posible identificar que el CEN haya evaluado alguna otra alternativa operacional, que permita la realización de los trabajos del proyecto manteniendo los estándares de seguridad establecidos en la normativa.

De acuerdo con WPD la inclusión de esta restricción provocó fuertes perjuicios económicos para algunas empresas participantes del mercado eléctrico, razón por lo cual, es justo para los participantes del mercado eléctrico, tener certeza de que el CEN efectuó el debido análisis

de todas las posibles medidas operacionales que permitan garantizar la operación más económica del sistema en su conjunto.

En virtud de lo anteriormente expuesto, WPD solicita al Panel tenerlo como parte interesada en la presente discrepancia, tener presente las observaciones formuladas en esta presentación al momento de emitir su dictamen y, en definitiva, aceptar la discrepancia presentada por Cerro Dominador contra del Coordinador respecto de la respuesta contenida en la carta individualizada DE 06415-22, de 30 de diciembre de 2022.

3.8. Presentación de Transelec

Transelec, en calidad de interesada, indica que aunque en diversas partes de su escrito la discrepante califica las medidas que propuso al Coordinador como soluciones que serían costo-eficientes, y que cumplirían con las exigencias de seguridad que establece la regulación aplicable, en el apartado que dedica a analizar los principios de la coordinación de la operación expresamente afirma que no existiría un orden de prelación entre los principios consagrados por en el artículo 72-1 de la LGSE. A juicio de la empresa, esta conclusión sería incorrecta por las razones que expone.

En primer lugar, señala que en el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador se ve permanentemente enfrentado a situaciones que implican confrontar un principio con el otro, especialmente en lo que se refiere a la preservación de la seguridad del servicio en el SEN y a garantizar la operación más económica. Por ello, considera que pretender que en todos los casos es posible actuar asignando igual peso a cada uno de los principios de la operación coordinada es solo una aspiración. Al respecto, afirma que del marco normativo se desprende la primacía de la seguridad del servicio como principio rector de la actividad del Coordinador, de la aplicación e interpretación de las normas sectoriales por la SEC, y de la propia interpretación del marco jurídico eléctrico que ha efectuado el Panel.

Transelec hace notar que históricamente las autoridades sectoriales han interpretado que la preservación de la seguridad del servicio es una obligación legal de la cual sólo puede exceptuarse su exigibilidad en las circunstancias que la ley pueda prescribir. Al efecto, se refiere a la Resolución Ministerial N°88, de 2001, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que resolvió una divergencia en el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central sobre el tratamiento que debía darse en los balances de transferencias económicas a los consumos que no tenían contrato de suministro.

Agrega que la SEC se habría pronunciado en el mismo sentido, destacando que sólo la ley puede establecer excepciones a la aplicación del principio rector de preservación de la seguridad del servicio y que todos los coordinados deben velar por dicho principio. Agrega que esto último sería relevante atendidos los cambios que se han producido en la estructura normativa del sector eléctrico y sus instituciones desde la época en que se emitieron estos pronunciamientos, dado que, con la publicación de la Ley N°20.936 y la creación del Coordinador, la LGSE hoy exige a este órgano que ejerce funciones públicas el cumplimiento

de deberes propios, particularmente de los fines de la operación coordinada del artículo 72-1 de la LGSE, por lo que su inobservancia implicaría un abierto incumplimiento normativo

En este sentido, prosigue, la SEC ha señalado en forma expresa que las situaciones excepcionales o de carácter contingente no pueden condicionar la aplicación irrestricta de la preservación de la seguridad del servicio en el sistema eléctrico como principio rector de la operación coordinada de las instalaciones. De lo anterior Transelec concluye que el Coordinador está obligado a adoptar las medidas necesarias para preservar la seguridad del servicio, aunque ellas tengan como consecuencia una operación menos económica de la esperada por algunos coordinados en virtud de sus circunstancias contractuales particulares, que es lo mismo que afirmar que la preservación de la seguridad del servicio debe prevalecer sobre la operación más económica.

Por lo expuesto, a juicio de la empresa, la correcta aplicación de la normativa demostraría que el Coordinador sólo puede adoptar medidas bajo el orden de prelación de los principios establecidos, es decir, preservar ante todo la seguridad del servicio en el SEN, y sólo en la medida de que aquella no se haya puesto en riesgo, garantizar la operación más económica.

En segundo lugar, Transelec se refiere a dictámenes del Panel que demostrarían la supremacía del principio de seguridad en los términos antes expuestos.

A modo ejemplar cita el Dictamen N°16-2008, invocado por la discrepante, señalando que dicho dictamen señalaría lo contrario a lo que esta última afirma. Señala Transelec que el Panel identificó en dicha discrepancia la necesidad de dilucidar dos aspectos de la materia discrepada: (i) si es factible, desde el punto de vista normativo operar el tramo Maitencillo – Cardones 2x220 kV sin el Criterio N-1; y (ii) si la aplicación del Criterio N-1 debe ser objeto de una evaluación previa que demuestre su conveniencia económica.

Transelec afirma que en este dictamen el Panel concluyó: (i) que el sistema debe operar respetando una confiabilidad prefijada (en el caso en discusión ésta correspondía a la aplicación del Criterio N-1 en el tramo Maitencillo-Cardones 220 kV); (ii) que dicha confiabilidad prefijada debe ser aplicada en todo momento, siendo de uso permanente, y dicho estándar "(...) no está sujeto o condicionado a una evaluación económica que lo justifique"; y (iii) que la aplicación del Criterio N-1 a dicho tramo debe cumplirse al mínimo costo de abastecimiento posible, precisando que "(...) las peticiones presentadas al Panel de Expertos para que no se aplique el Criterio N-1, o que su aplicación quede condicionada a una evaluación técnico-económica, son contrarias a las disposiciones normativas y no pueden ser acogidas por el Panel".

Según Transelec sería evidente de la lectura del referido dictamen, que la correcta interpretación del antiguo artículo 225, literal b) de la LGSE es que las consideraciones de orden económico no pueden condicionar la aplicación de la confiabilidad prefijada o, en otras palabras, que la operación más económica está subordinada a su compatibilidad con la preservación de la seguridad del servicio.

Agrega que la misma conclusión se expresaría en el Dictamen N°3-2009, relativo a la incorporación de dispositivos BESS desarrollados por la misma empresa discrepante para reemplazar la reserva en giro base de sus propias unidades generadoras, asumiendo por consiguiente directa e íntegramente el valor de la inversión. Luego de citarlo, concluye que el Panel sería claro en sostener que la minimización de costos es un objetivo subordinado a la preservación de la seguridad del servicio, y que, por consiguiente, las soluciones que apunten a disminuir los costos del sistema sólo pueden implementarse cuando no comprometan su seguridad. Al efecto, indica que entre los razonamientos expuestos por el Panel para resolver la respectiva discrepancia, el criterio decisor respecto de la incorporación de dispositivos BESS fue su afectación al nivel de seguridad del sistema.

Transelec menciona como un tercer ejemplo el Dictamen N°15-2021 sobre la discrepancia denominada "Gestión de Gas Natural Licuado Regasificado con Restricciones de Almacenamiento". Indica que el acto de coordinación cuestionado por la discrepante consistía en una minuta elaborada por el Coordinador en el contexto de una baja disponibilidad hídrica y una reducida disponibilidad de GNL y de diésel, cuya finalidad era la gestión de los riesgos para el abastecimiento de la demanda.

A su entender, el Panel debía pronunciarse respecto de la existencia o inexistencia de un orden de prelación entre los principios de la operación coordinada, particularmente entre la preservación de la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y la garantía de la operación más económica. Señala que el Panel reiteró para este caso el criterio utilizado en el Dictamen N°16-2008, concluyendo que el primer mandato del Coordinador es la preservación de la seguridad del servicio, por lo que los efectos económicos que se deriven de las medidas adoptadas para la consecución de este fin son consecuencias del cumplimiento de esta obligación legal.

Transelec destaca que los objetivos que están detrás de los principios de la coordinación de la operación, del régimen de sanciones, de compensaciones, de las reglas relativas a la fijación de tarifas, entre otros, es la provisión de un servicio seguro, continuo, de calidad y al menor costo posible para los clientes sometidos a regulación de precios, por lo que las normas legales, reglamentarias y técnicas que rigen el sector eléctrico deben siempre interpretarse teniendo en cuenta esta finalidad.

Transelec continúa su presentación señalando que la discrepante plantea al Coordinador una serie de medidas susceptibles de ser analizadas, a fin de realizar una programación de la operación que, cumpla con las exigencias de costo-eficiencia, dadas las restricciones de seguridad establecidas en la regulación vigente. En este contexto, analiza y comenta las medidas propuestas por Cerro Dominador, las cuales en su opinión pondrían en riesgo la seguridad del suministro eléctrico a clientes finales.

En primer lugar, con relación a la utilización del colchón de seguridad del Lago Chapo, Transelec sostiene que el empleo de esta medida de seguridad es por un motivo puramente económico, permitiendo otorgar beneficios a un grupo de empresas generadoras, reduciendo

sus costos de retiro en la zona sur cuyo origen es una decisión voluntaria producto de las contrataciones de suministro de energía, pero a costa de poner en riesgo la seguridad del servicio y la continuidad del suministro del sistema eléctrico. Ello pues, prosigue, se pretende eliminar una medida dispuesta para situaciones de emergencia que se contemplan exclusivamente para preservar la seguridad del servicio y asegurar la continuidad del suministro, precisamente cuando se corre este riesgo por las instalaciones eléctricas interconectadas.

Sostiene que bajo el punto de vista del Coordinador, sería claro que esa medida no es parte de sus funciones y, en rigor, iría contra ellas, dado que se privilegiaría la reducción de costos de retiro de las empresas generadoras que comercializan energía eléctrica con las distribuidoras o directamente con sus clientes libres, exonerándolas por una decisión discrecional de la administración eficiente de los riesgos que han asumido contractualmente y cuya remuneración es en su exclusivo beneficio.

Por otro lado, prosigue, Cerro Dominador señala que, dada la flexibilidad del Decreto Preventivo de Racionamiento, es posible implementar un Criterio N-1 "ajustado". Transelec expone que, sin embargo, dicho criterio no se encontraría definido en la normativa vigente ni poseería un marco regulatorio que pueda ser modificado discrecionalmente por el Coordinador y, por ende, no se encontrarían reguladas sus implicaciones ni efectos en el sistema, así como tampoco la correcta asignación de responsabilidades, compensaciones o sanciones en caso de fallas que presenten indisponibilidad de suministro a los clientes.

En segundo lugar, agrega que el Decreto Preventivo de Racionamiento señalaría claramente en su artículo primero, que las medidas a implementar, durante la vigencia de dicho decreto, serán con el objetivo de preservar la seguridad del sistema y no de garantizar la eficiencia económica.

Adicionalmente, continúa señalando que lo sugerido por Cerro Dominador respecto de usar la capacidad de sobrecarga en las líneas y calibrar automatismos para asegurar la estabilidad del sistema, tendría implicancias indeseadas en la continuidad del suministro, dado que los automatismos implican desprendimiento de carga, y un mayor riesgo para el sistema. En este sentido, indica que el Coordinador ha elaborado el Procedimiento Interno para regular los riesgos precisados anteriormente.

Por estas razones, a su juicio la alternativa propuesta por Cerro Dominador no cumple con el principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema.

A continuación, Transelec se refiere a los riesgos en la aplicación del estudio dinámico en la zona. En este contexto señala que otra de las medidas propuestas por Cerro Dominador, es el aumento de las transferencias para el tramo Cautín – Río Toltén – Ciruelos en 30 MW con obras de repotenciamiento. Al respecto, afirma que el estudio desarrollado a requerimiento de esa empresa concluye que se podría aumentar la capacidad por el enlace paralelo a la línea. Sin embargo, agrega, el estudio no contemplaría dentro de sus análisis la operación, tanto permanente como ante contingencias del sistema de 66 kV, que se podría ver alterada por el

referido aumento de capacidad en la línea. De ello concluye que no se puede asegurar que dicha alternativa cumple con mantener los criterios de seguridad y que aseguren la continuidad operacional.

Por lo anterior, y al igual que el resto de las medidas analizadas, en el entender de Transelec esta alternativa no cumpliría con los criterios de seguridad prefijados y, por lo tanto, su potencial implementación con la información presentada no preserva la seguridad del servicio de las instalaciones eléctricas interconectadas en la zona referida.

Prosigue Transelec argumentando que la implementación de automatismos solamente beneficia a los generadores y transfiere los riesgos a los clientes finales sin contraprestación alguna ni asunción de responsabilidad. Indica que, de acuerdo con el Procedimiento Interno, el objetivo de los automatismos que no se encuentran en el marco de los SSCC es permitir, transitoriamente, la operación de instalaciones de transmisión con transferencias de potencia por sobre su capacidad con Criterio N-1, utilizado normalmente para la operación del SEN, de manera de aprovechar parte de la capacidad total (N) en condiciones normales de operación. Así, ante la contingencia y desconexión de otro elemento del sistema de transmisión o generación, el automatismo debe efectuar acciones de control para mantener las transferencias de las instalaciones que continúan en servicio dentro de su capacidad, sin sobrepasar los límites estáticos y dinámicos de los elementos serie que conforman el sistema de transmisión e impedir la actuación de otros sistemas de protección y la desconexión en cascada de otros elementos del sistema.

Considerando lo anterior, señala que los únicos beneficiados serían algunos generadores, ya que estarán en condiciones de inyectar más generación al sistema con el beneficio correlativo acotado de ciertos suministradores que reducirán su costo de retiro para poder cumplir con sus respectivos contratos de suministro, según corresponda y sin asumir los costos por los riesgos asociados de la degradación de seguridad de las instalaciones interconectadas. Agrega que el beneficio de la mayor inyección de energía que puedan realizar algunos generadores no se traspasará a los clientes finales, ya que no tendrá un efecto en los contratos de suministro de dichos clientes, de acuerdo con el estándar de tales contratos.

Por el contrario, prosigue, los clientes regulados y libres se podrían ver expuestos a eventos de fallas importantes que podrían provocar una importante indisponibilidad de suministro. En este sentido, señala que Cerro Dominador postula que una de las alternativas más económicas y que cumplen las exigencias de seguridad establecidas en la regulación, es la instalación de un automatismo que permita desconectar 120 MW de carga en la zona y que dicha medida sería más económica que la medida adoptada por el Coordinador. En estas condiciones, continúa, se estaría sacrificando la seguridad y calidad de servicio requerida de todos los clientes finales del SEN, con el objetivo de disminuir los costos de operación de la zona sur, y permitir transferencias de energía a costos de producción menores para algunos generadores, lo que atentaría contra la prelación de los principios de coordinación impuestos por la LGSE.

A este respecto, Transelec considera necesario recalcar que no se opone a la implementación de los automatismos, siempre y cuando estos se encuentren debida y completamente regulados, además de que no pongan en riesgo la seguridad del servicio y, por lo tanto, su aprobación contribuya a la operación más económica sin afectar el principio rector de la seguridad.

Por último, la empresa interesada destaca que el marco regulatorio sólo permite al Coordinador realizar la evaluación de los automatismos de control de transferencias que hayan sido propuestos y solicitados por los coordinados, cumpliéndose lo establecido en el Procedimiento Interno; o bien definir automatismos de control de contingencias como SSCC, circunstancia regulada en la Norma Técnica de SSCC. A juicio de Transelec, lo anterior habría sido ratificado por el Panel mediante el Dictamen N°19-2021 e iría en línea con lo señalado en la prevención del referido dictamen.

Por lo anterior, concluye que el Coordinador desconocería sus funciones legales al no actuar de oficio en este caso, sino todo lo contrario, implicaría ceñirse estrictamente a lo prescrito en la normativa eléctrica de velar por la operación segura del sistema, acotado a su rol de verificador de los automatismos.

3.9. Presentación de Transmisoras

Transmisoras señala que con el objetivo de resguardar la seguridad del subsistema que se conformaría en la zona sur, dadas las desconexiones durante la ejecución de las obras "Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Nueva Puerto Montt (Tineo) - Puerto Montt y Ampliación de S/E Puerto Montt" y "Aumento de capacidad de la línea 2x220 kV Cautín - Río Toltén - Ciruelos", el CEN realizó un análisis operacional y definió, a través de la Minuta DAOP, varias medidas en las líneas que serían intervenidas por los proyectos mencionados. Así, explica, el CEN estableció que durante el desarrollo de las desconexiones de los circuitos de las líneas 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt, Cautín - Río Toltén o Río Toltén - Ciruelos se aplicaría en el circuito paralelo respectivo un control de transferencia cercano a cero (aproximadamente +/- 10 MW) y se mantendría en servicio como mínimo una unidad de la central Canutillar con la capacidad de regular frecuencia eléctrica. Lo anterior, precisa, como medida de seguridad en caso de contingencia simple en dicho vínculo paralelo.

A su entender, ese control de transferencias establecido por el CEN y la necesidad de utilizar centrales a diésel, entre otros factores, han generado altos costos marginales en la zona sur del sistema. Explica que en ese contexto la referida minuta ha cobrado especial relevancia y ha sido objeto de la presente discrepancia.

Transmisoras considera que Cerro Dominador discrepa de la negativa del CEN de actualizar la Minuta DAOP, según le fuera solicitado por dicha empresa; y, más específicamente, de su negativa de evaluar otras medidas que, a juicio de la discrepante, permitirían "una operación más eficiente" en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt. En su interpretación, la disputa es planteada en términos de una negativa a evaluar alternativas iguales. Sin embargo, Transmisoras sostiene que lo que en realidad se está solicitando es degradar los niveles de

seguridad global del sistema y hacer primar el criterio del mínimo costo de operación (que beneficia sólo a un grupo de coordinados).

Para Transmisoras, al resolver la controversia planteada debe considerarse, ante todo, la seguridad del sistema. Destaca que su interés en la discrepancia es el resguardo de la seguridad del SEN en su totalidad. A su entender, este es el principio rector de la coordinación del SEN. De entre los tres principios establecidos en el artículo 72-1 de la LGSE, es el que tiene preeminencia por sobre los demás. En otras palabras, prosigue, la LGSE establece un orden de prelación: primero, se debe resguardar de la seguridad del servicio en el sistema; sobre esta base, es posible tomar medidas para garantizar la operación más económica del mismo y, finalmente, asegurar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Transmisoras sostiene que aplicar los principios de coordinación de otro modo (por ejemplo, en un plano de igualdad absoluta) produciría que, en algunas ocasiones, se requeriría flexibilizar la seguridad del servicio en búsqueda de una operación más económica o con el objetivo de garantizar el acceso abierto, lo cual podría llevar aparejadas inaceptables afectaciones a los clientes finales.

A su juicio se trata de una cuestión que va más allá del orden lexicográfico utilizado en la LGSE. Agrega que se debe recordar que el sistema es “solidario” en su conjunto; y que, en virtud del mandato de coordinación establecido en la LGSE, es deber del CEN resguardar la apropiada convivencia de las distintas empresas en el sistema, pero siempre en beneficio del cliente final. Precisa que más allá de las dificultades comerciales que puedan surgir para algunos agentes el CEN debe tener como centro de su actividad la protección del sistema en su conjunto, tomando las mejores decisiones para este.

De aquí que, prosigue, entre los roles que la ley ha atribuido al CEN esté precisamente el de establecer, coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema de acuerdo con las disposiciones de la NTSyCS (artículo 2-3 a.), lo que a su juicio no es sino una aplicación del más primordial de los tres principios de operación mandatados en el artículo 72-1 de la LGSE. En el mismo sentido, afirma que debe aplicarse el mandato de la LGSE, relativo a que el CEN “formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del sistema eléctrico” (artículo 72-2, inciso 6).

Para Transmisoras, estas y otras normas muestran que lo que busca la regulación, en definitiva, es preservar la seguridad al máximo posible, de modo que cualquier impacto en caso de una falla en la actuación de un elemento del SEN sea acotado.

Por otra parte, esta asociación sostiene que la discrepante plantearía analizar medidas que disminuyen el nivel de seguridad del sistema, lo que concluye cuando la discrepante manifiesta que la LGSE obliga al CEN “a evaluar todas las opciones que cumplan con los criterios de

seguridad establecidos en la regulación, de forma que tales opciones se consideren como insumos para la etapa de análisis económico realizada en el proceso de programación de la operación”.

A *contrario sensu*, prosigue, se reconoce que todas aquellas medidas que no cumplan con los criterios de seguridad establecidos en la normativa no pueden ser consideradas insumos para la programación de la operación por parte del CEN.

Según Transmisoras, el problema es que eso sería lo que ocurre con algunas de las propuestas que plantea la propia discrepante. Puntualiza que, a pesar de su propio reconocimiento de la seguridad como principio fundamental de operación, al analizar algunas de esas medidas propuestas se constata que ellas no permiten preservar la seguridad del servicio. Agrega que este es el caso, por ejemplo, de la idea de utilizar la reserva de seguridad del Lago Chapo (en un contexto de sequía en el país); o de su exigencia de que el CEN evalúe e imponga, de oficio, automatismos para el control de transferencias en la zona.

Destaca que lo anterior serían claros ejemplos de que, más allá de las declaraciones, o que se intente plantear la discrepancia como una negativa del CEN a analizar medidas iguales entre sí, lo que existe en verdad es una intención de flexibilizar los criterios de seguridad en busca de beneficios económicos particulares.

Respecto de la propuesta de implementar automatismos en los tramos que presentan trabajos programados, afirma que ello requiere una atención especial. Expone que se trata de una solicitud común de parte de generadores que ven afectados sus ingresos frente a situaciones de mercado, quienes ven en esta herramienta una suerte de solución, al menos temporal, a su estrechez financiera. En efecto, indica que la promoción de los automatismos se ha incrementado con el desarrollo acelerado de proyectos de energía renovable variable, el retiro de unidades a carbón, el aumento de la demanda por energía, los atrasos en los proyectos de transmisión y la sequía que arrastra el país.

Sin embargo, prosigue, se trata de una solución que, desde el punto de vista sistémico, puede llegar a afectar la seguridad y, más aún, no se encuentra normada en aspectos tan básicos para su aplicación como las reglas relativas a la implementación, alcance y responsabilidades asociadas a la operación y eventual falla de estos equipos, o la correcta distribución de riesgos y beneficios, entre otros. Respecto de todos estos puntos, a su juicio, se requiere profundizar la normativa.

Agrega que, supliendo parcialmente esta deficiencia, el CEN ha establecido, a través de un procedimiento interno, incorporar algunos aspectos regulatorios mínimos aplicables a esta nueva tecnología. Indica que el procedimiento establece un conjunto de requerimientos técnicos, de acuerdo con estándares internacionales, para el diseño, implementación y operación de automatismos que provengan de iniciativas o propuestas de los coordinados y tengan como objetivo la reducción del costo de operación del sistema eléctrico sin degradar la seguridad y calidad de servicio del sistema. Asimismo, añade que el procedimiento describe

los criterios bajo los cuales el CEN debe evaluar la factibilidad de implementación de dichos automatismos.

A su entender, dicho procedimiento fue actualizado y ratificado por el Panel mediante el dictamen de la Discrepancia N°19-2021.

Transmisoras señala que en dicha ocasión plantearon su posición general respecto de los automatismos. Puntualiza que ella no habría variado. Para la interesada la idea central es que cualquier propuesta no puede ser validada a costa de las necesidades de seguridad del servicio, sin considerar la correcta atribución de responsabilidades frente a fallas o con el objetivo de otorgar beneficios sólo a algunos coordinados. Sostiene que, en principio, no se opone a los automatismos como un recurso transitorio que permita dotar a la operación del sistema de un grado adecuado de flexibilidad. Sin embargo, precisa que ello debe ser hecho respetando algunos principios fundamentales: (i) no se debe degradar la seguridad y calidad del servicio; (ii) los automatismos deben de ser utilizados sólo bajo condiciones específicas, excepcionales y transitorias, y nunca de modo general; (iii) su implementación debe traer beneficios sistémicos, considerando siempre los mayores riesgos que su instalación trae al sistema y la apropiada asignación de responsabilidades; y (iv) en caso de que una propuesta genere principalmente un beneficio privado, es el propio beneficiario quien debe asumir el riesgo de propagación de la falla que el equipo busca evitar.

Enfatiza que sólo bajo estos principios los automatismos podrían ser incorporados al sistema, como se ha hecho en otras ocasiones en el pasado reciente.

Transmisoras considera que también es importante cumplir a cabalidad con la normativa que hoy se aplica a los automatismos. Menciona que el propio procedimiento interno establece que los requerimientos mínimos allí expuestos son aplicables a los automatismos EDAC, EDAG, ERAG u otros similares que se pretendan utilizar para disminuir costos de operación del sistema eléctrico sin degradar su seguridad y calidad de servicio. Explica que el CEN revisa el cumplimiento de esos requerimientos y eventualmente aprueba o rechaza, pero la solicitud debe provenir del coordinado interesado en la implementación. Sin embargo, señala que Cerro Dominador no ha solicitado al CEN el automatismo que menciona en su discrepancia.

4. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN

4.1. Definición de alternativas

El Panel distingue las siguientes solicitudes y alternativas:

Solicitud N°1:

Alternativa 1:	Instruir que el CEN revise y actualice sin demora la Minuta DAOP, de forma que evalúe expresa y fundadamente la implementación de automatismos de transferencias para aquellos tramos en que estén programados los trabajos de ampliación del sistema de transmisión al sur de la S/E Cautín
----------------	--

Alternativa 2: Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

Solicitud N°2:

Alternativa 1: Instruir que el CEN revise y actualice sin demora la Minuta DAOP, de forma que efectúe expresa y fundadamente un análisis de todas aquellas otras medidas operacionales que sean necesarias para garantizar la operación más económica del sistema en su conjunto producto de los trabajos aludidos en la Minuta DAOP

Alternativa 2: Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

Solicitud N°3:

Alternativa 1: En caso de acogerse cualquiera de las solicitudes N°1 o N°2, se reprogramen los trabajos en la zona hasta la implementación de la solución más económica

Alternativa 2: Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

4.2. Análisis

Primera solicitud

Como se observa, la discrepante solicita al Panel que instruya al CEN la evaluación de automatismos de transferencias para aquellos tramos en que estén programados los trabajos de ampliación del sistema de transmisión relacionados con esta discrepancia.

Según la empresa, el CEN tendría la obligación de analizar la implementación de automatismos, para asegurar la operación más económica del sistema. Entre otros argumentos, se refiere al deber del CEN de implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema, de conformidad con lo dispuesto en el literal j), del artículo 117 del Reglamento de la Coordinación.

A este respecto, el inciso primero del referido artículo dispone que “[e]l Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, deberá supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo a los resultados de la programación de la operación”. Esta misma disposición establece un listado mínimo de las actividades que debe desarrollar el Coordinador para cumplir con dichos deberes de supervisión y de control, entre las cuales se contempla la del literal j). De su tenor, se advierte que este listado está restringido a las funciones del CEN de supervisión y coordinación de la operación de las instalaciones existentes en tiempo real.

En este contexto, el literal j) establece un deber para el CEN en orden a implementar tecnologías que le permitan desarrollar adecuadamente la función de control que esta disposición señala, de modo que a través de estas se optimice la operación del sistema. Un ejemplo de esquemas de control es el denominado "Control Automático de la Generación" (AGC), implementado por el CEN para el control de las unidades de generación que dan regulación secundaria de frecuencia.

Por lo anterior, el Panel estima que del referido literal j) no se desprende un deber del Coordinador para implementar o para instruir a los coordinados la implementación de automatismos de control de flujo.

Por otro lado, la empresa sostiene que la obligación del CEN de implementar esquemas de control automático emanaría también del literal e) del artículo 2-3 de la NTSyCS. Dicha disposición establece que con el objeto de cumplir las funciones asociadas a la operación, y de coordinar las acciones que permitan observar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, el Coordinador debe "[c]oordinar la desconexión automática o manual de carga en las Barras de Consumo de Clientes, así como otras medidas que fueren necesarias para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico ante contingencias o condiciones críticas de operación".

Del tenor de esta disposición, el Panel entiende que la facultad del CEN en orden a coordinar esquemas automáticos -a los que la disposición alude como del tipo EDAC u otros- tiene por objeto preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico ante contingencias o condiciones críticas de operación, que no es el caso de un automatismo para control de transferencia. De hecho, la NTSyCS incorpora estos automatismos en el concepto de "Recursos Generales de Control de Contingencias" en el numeral 81, y en los "Sistemas de Protección Multiárea" en el numeral 104, ambos del artículo 1-7 del citado cuerpo legal. De este modo, la consideración de este tipo de automatismos no se extiende a una hipótesis como la planteada por la discrepante para un control de transferencia.

Por lo expuesto, el Panel entiende que los automatismos de control de transferencia, cuya evaluación por el CEN solicita la discrepante, son de iniciativa de los coordinados. En ese contexto, en opinión del Panel, el rol del CEN en esta materia es analizar, y si es procedente, autorizar la instalación de mecanismos de esta naturaleza que sean presentados por los coordinados.

De este modo, en tanto no exista una propuesta específica planteada por uno o más coordinados interesados, a juicio del Panel no corresponde ordenar a que el CEN evalúe, en abstracto, y de manera genérica, la pertinencia de un automatismo de control de transferencia.

En virtud de lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a la primera solicitud de la discrepante.

Segunda solicitud

Enseguida, corresponde referirse a la segunda petición formulada por la discrepante, consistente en que el Coordinador “efectúe expresa y fundadamente un análisis de todas aquellas otras medidas operacionales que sean necesarias para garantizar la operación más económica del sistema en su conjunto producto de los trabajos aludidos en la Minuta”.

Cerro Dominador sostiene que la LGSE obliga al CEN a evaluar todas las alternativas que cumplan con los criterios de seguridad establecidos en la regulación, de forma que tales opciones se evalúen en forma permanente y consustancial con su costo asociado, a fin de cumplir con los principios de la coordinación. En este contexto, cuestiona que, ante la solicitud de actualización de la Minuta DAOP formulada por Cerro Dominador, el CEN se haya negado a efectuar el análisis de determinadas medidas propuestas por la empresa.

Por su parte, el CEN señala estar trabajando en la actualización de la referida minuta, incorporando en su análisis iniciativas de algunas empresas coordinadas además de tener en cuenta la entrada de nuevas instalaciones y eventuales ajustes a los esquemas de protecciones. Asimismo, destaca que en su opinión, ha cumplido con la exigencia de preservar la seguridad del servicio en el SEN de la forma más económica en toda la cadena del proceso que está a su cargo y de acuerdo con el alcance de las funciones y atribuciones que le otorga la LGSE y demás normativa aplicable.

Según se advierte, esta segunda petición persigue que el CEN efectúe un análisis fundado de todas las alternativas operacionales que permitan una operación más económica durante el desarrollo de los trabajos a realizar en el tramo 2x220 kV Cautín-Río Toltén-Ciruelos de las líneas de transmisión del SEN, respetando las exigencias de seguridad. En esta petición subyace el reproche de que el CEN no habría efectuado dicho análisis al elaborar la Minuta DAOP, ni tampoco estaría dispuesto a efectuarlo mediante una actualización de la misma.

Según dispone la LGSE, el CEN debe salvaguardar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, así como la operación más económica para el conjunto de las instalaciones, de acuerdo con los principios establecidos en el artículo 72-1 de la LGSE y demás normativa aplicable.

De este modo, a juicio del Panel, en este caso el CEN debe evaluar las medidas operacionales disponibles que, en el marco de su competencia, sean procedentes y pertinentes para lograr una operación segura y más económica y, además, dicha evaluación se debe efectuar de manera oportuna. La determinación del conjunto de medidas operacionales debe efectuarse sobre la base de las instalaciones y recursos disponibles en el SEN.

Ahora bien, tratándose de medidas operacionales a las que se refiere esta segunda petición de la empresa, cabe señalar que en su presentación ante el Panel el CEN indicó:

"(...) a la fecha, este Coordinador se encuentra desarrollando los análisis estáticos y dinámicos para establecer las condiciones de operación en la zona sur del SEN, durante el desarrollo de los trabajos de ampliación del tramo 2x220 kV Cautín – Ciruelos, teniendo en cuenta la entrada de nuevas instalaciones, la disponibilidad de los recursos de generación y eventualmente ajustes en los esquemas de protecciones que permitan maximizar la transferencia por el circuito que quede en servicio durante las labores de cambio de conductor en el circuito paralelo".

Agregó que en esta labor ha tenido a la vista los estudios compartidos por las empresas coordinadas. Asimismo, mencionó el desarrollo de una iniciativa privada que permitiría disminuir los costos de operación sistémicos durante los trabajos de ampliación, mediante el uso de uno o más sistemas de almacenamiento (BESS) ubicados al sur de la S/E Ciruelos. Indica que, según los estudios de la respectiva empresa este sistema de almacenamiento de energía, en caso de una desconexión intempestiva del tramo en servicio durante los trabajos de reemplazo de los conductores vinculados a la obra "Proyecto Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", sería capaz de suministrar la energía necesaria para formar la correspondiente isla en el extremo sur del sistema.

Adicionalmente, el CEN expuso que mediante comunicación de 6 de febrero de 2023 solicitó a Transelec presentar un cronograma de trabajo actualizado para la obra "Proyecto Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín", y postergó la fecha de inicio, prevista para el 1ero de abril de 2023, al 1ero de agosto de 2023. Al respecto, afirmó:

"En este contexto, la actualización de la Minuta DAOP N°3/2021 se continuará analizando de modo de poder incluir el proyecto informado por Enel Generación, en la medida que éste siga avanzando conforme a los plazos normativos y requerimientos técnicos que debe cumplir".

En su presentación complementaria, este organismo afirmó que en la actualización de la Minuta DAOP procedería de igual forma que hizo al elaborarla, en los siguientes términos:

"(...) [en la Minuta DAOP] el Coordinador efectuó un análisis exploratorio para, en primer término, determinar el conjunto de alternativas que, sobre la base de las instalaciones y recursos existentes en el SEN, cumplieran con la exigencia de preservar la seguridad del servicio en el SEN. Luego, una vez estudiadas estas alternativas, el Coordinador escogió aquella que resultaba funcional al objetivo de garantizar la operación más económica del SEN. En consecuencia, en la actualización de la Minuta DAOP, este Coordinador procederá de igual manera".

En virtud de lo expuesto, el Panel estima que los respectivos análisis del CEN debieran conducir a una definición en la materia, con la urgencia que el caso requiere y teniendo en cuenta los plazos establecidos por los decretos pertinentes. Adicionalmente, considera que, conforme a exigencias comunes a toda institución pública, los fundamentos de dicha definición debiesen explicitarse de modo suficiente.

Sin perjuicio de lo anteriormente expuesto, a juicio del Panel la petición formulada por la discrepante carece de la precisión necesaria para considerarla como una “alternativa” sobre la cual se pueda pronunciar, en los términos del artículo 211 de la LGSE. En efecto, lo que la discrepante en definitiva persigue se limita a que el Panel ordene al CEN, en forma abstracta, dar cumplimiento a sus funciones legales, cuestión que el Panel estima improcedente.

En virtud de lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a la segunda solicitud de la discrepante.

Tercera solicitud

Atendido que las dos primeras solicitudes fueron rechazadas, el Panel tampoco accederá a la tercera.

4.3. Dictamen

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

Solicitud 1:

Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

Solicitud 2:

Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

Solicitud 3:

Rechazar la petición de Cerro Dominador CSP S.A.

4.4.Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes Hernández

Quien suscribe este voto estima que se debe acceder a las dos primeras solicitudes de Cerro Dominador, por los motivos que se expondrán a continuación.

Las partes e interesados han planteado diversos argumentos en torno a las facultades y deberes del Coordinador, que en lo esencial consideran las siguientes ideas: su mandato para preservar la seguridad y garantizar la operación más económica del conjunto de instalaciones del sistema, su facultad para implementar soluciones como los automatismos para control de transferencias, y su obligación de evaluar las distintas alternativas de operación. Asimismo, se ha discutido sobre la necesidad de que se hagan visibles los costos a terceros que implican las obras de expansión de la transmisión.

A juicio del firmante, de la lectura literal de la normativa aplicable es claro que el Coordinador tiene facultades para llevar a cabo las actividades solicitadas por la discrepante (primera y segunda petición) y que, al mismo tiempo, no existe una obligación explícita de que las realice. Por otro lado, el mandato de salvaguardar la seguridad de sistema, en nada se ve afectada por la realización de las evaluaciones solicitadas por la discrepante, por lo cual la primacía de

este principio por sobre la operación más económica de las instalaciones no parece, al menos de forma directa, afectar la discusión planteada ante el Panel.

De lo anterior, se puede concluir que la solicitud formulada al Panel no está centrada, en la práctica, en un problema de facultades sino en la pertinencia de que se desarrollen los estudios requeridos. Por ello, en opinión del suscrito, centrar la conversación en el mandato del Coordinador y sus facultades desvía la atención del verdadero dilema que se debe enfrentar, en relación con el cual la pregunta crucial es la conveniencia y razonabilidad de que el Coordinador realice los estudios solicitados.

Sin perjuicio de lo indicado, respecto de la primera solicitud, el firmante es consciente de que —de modo subyacente a la discrepancia— existe un tema de facultades y obligaciones asociado a la posibilidad de que el Coordinador imponga la instalación de un automatismo para control de transferencias, más aún si ello implica la posibilidad de desprendimiento de carga.

Desde una perspectiva conceptual, el problema de fondo que suscita la petición de la empresa es la ocurrencia de un fenómeno que no está suficientemente identificado y tratado en la regulación vigente: la existencia de costos significativos —para algunos agentes específicos del mercado— asociados a la construcción de obras incluidas en el plan de expansión de la transmisión, relacionados con la necesidad, por motivos de seguridad, de limitar la capacidad de transporte de algunos circuitos del sistema.

El infrascrito, teniendo presente que no existe regulación expresa sobre esta materia, reitera lo indicado en un voto de minoría en marco del Dictamen N°33-2022, en cuanto a que en la regulación se establecen reglas que incorporan como parte de sus objetivos el minimizar aquellos riesgos que los inversionistas no puedan mitigar o diversificar, en particular los riesgos que dependen de las decisiones que adopte la autoridad regulatoria. En este contexto, cabe destacar que las decisiones de inversión en transmisión no son estrictamente predecibles por los agentes en los horizontes de tiempo involucrados, y que, asumiendo aversión al riesgo, el precio de equilibrio del mercado será menor en la medida en que la pérdida esperada se distribuya entre más agentes. Lo anterior es consistente con la lógica de repartir los costos de la transmisión a prorrata de los retiros (estampillado), ya que no existe un motivo para que los costos directos de las inversiones en transmisión sean pagados de ese modo, y no lo sean los costos indirectos de las mismas (que además pueden ser de gran entidad), como los que originan la presente discrepancia⁸.

En las dos primeras peticiones de la discrepante se solicita, en lo central, que el Coordinador evalúe la implementación de automatismos, y efectúe un análisis de medidas operacionales

⁸ Por otro lado, también sería conveniente que la evaluación social de los proyectos de expansión de la transmisión incluya todos los costos que sean relevantes, considerando los asociados a los periodos de construcción de las obras.

para garantizar la operación más económica del sistema producto de los trabajos de ampliación de la transmisión.

Sobre la primera petición, el firmante cree entender la reserva del Coordinador a realizar la evaluación, en tanto es discutible que este organismo posea la facultad para imponer un automatismo para control de transferencias, que además pudiera implicar bajo contingencias el desprendimiento de carga⁹. Sin perjuicio de lo indicado, en opinión del suscrito, es esencial contar con todos los antecedentes necesarios para buscar soluciones a un problema que es real, significativo, inevitable en forma individual por los afectados y que puede tener implicancias financieras relevantes para los inversionistas sectoriales. Por supuesto que un primer antecedente es una evaluación técnica y económica (social) del proyecto (automatismo).

Si bien es cierto que lo ideal sería que todos los privados involucrados se pusieran previamente de acuerdo para presentar al Coordinador un proyecto de uso de un automatismo, tal como dicho organismo lo ha argumentado, no puede desconocerse que dada la cantidad de agentes y su dispersión en cuanto a los grados de afectación (en particular para el caso de los clientes libres) se hace muy improbable que un acuerdo sea viable a través de una iniciativa solo privada. Es reconocido en la literatura económica que altos costos de transacción, propios de circunstancias con una gran dispersión de agentes, hacen improbable —o imposible— el logro de acuerdos, aunque estos sean socialmente beneficiosos (lo que implica la existencia de una ganancia neta para la sociedad y, a pesar de ello, la solución óptima no se alcanza). En ese contexto, muchas veces se definen normas o, de modo alternativo, vías institucionales para facilitar la identificación de soluciones y hacer converger la diversidad de intereses de las partes.

Dado que no se cuenta con un esquema regulatorio que permita estampillar los costos indirectos de la expansión de la transmisión (efectos del periodo constructivo), es muy útil contar con una evaluación de alternativas para enfrentar estos costos (entre otras, un automatismo), ya que en caso de que se observen beneficios significativos es esperable que el sistema institucional se mueva en la dirección de generar los acuerdos necesarios. Por ello, quien suscribe estima conveniente que el Coordinador realice la evaluación solicitada, de forma de avanzar en la dirección adecuada, que es la maximización de los beneficios sociales asociados a la expansión de la transmisión, principio que es la piedra angular de la planificación centralizada que rige la regulación de este segmento en el país, evitando, asimismo, daños patrimoniales focalizados que no son parte de los riesgos propios del negocio.

⁹ No obstante, las partes han planteado alternativas de interpretación de las momas que facultarían al Coordinador, incluyendo la posibilidad de que el automatismo solicitado sea tratado en el marco de la implementación de un servicio complementario.

Respecto de la segunda petición de la discrepante, el infrascrito no ve motivo para denegarla, en tanto sólo se está solicitando que se analicen otras medidas de modo de minimizar los costos externos relacionados con el periodo de construcción de las obras de expansión de la transmisión. Es evidente que este requerimiento se funda en una preocupación justificada y razonable de los efectos económicos que pudieran enfrentar algunas empresas, por lo que buscar soluciones es crucial.

En este segundo tema, en opinión del firmante, tampoco se trata del incumplimiento de una obligación del Coordinador en estricto apego a la literalidad de las normas vigentes, sin embargo, la obligación de realizar los análisis requeridos proviene del sentido propio de la existencia de un órgano coordinador que debe velar por la seguridad y por la operación a mínimo costo. La responsabilidad de que el mercado eléctrico funcione eficientemente es propia de todos quienes participan en la institucionalidad sectorial. Hacerse ajeno al enfrentamiento de problemas que, de suyo, son evidentes y que pueden tener efectos muy graves en la solvencia de algunos inversionistas, no puede fundarse en la inexistencia de norma expresa al respecto (es justamente en estos contextos en los cuales los principios generales cobran su sentido).

En definitiva, para el suscrito, deben acogerse las dos primeras solicitudes de Cerro Dominador, puesto que lo que realmente está en discusión es: si se abre la conversación a un tema esencial para el buen funcionamiento del sector —cuya solución no es trivial ni evidente, teniendo antecedentes relevantes de parte de una autoridad de la institucionalidad eléctrica que responde a los intereses de toda la sociedad (en este caso, el Coordinador); o, alternativamente, se cierra por una vía formal su análisis en profundidad.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°26-2023 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, 17 de mayo de 2023

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada