



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°50-2023

Discrepancia presentada por Enel Generación Chile S.A. respecto del Informe de Reliquidación Definitivo del Balance de Energía y Servicios Complementarios de diciembre de 2021, del Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 29 de diciembre de 2023

Í N D I C E

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	6
1.1.	Presentaciones.....	6
1.2.	Documentos acompañados	6
1.3.	Admisibilidad	6
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	6
1.5.	Programa de trabajo.....	6
2.	RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES.....	7
2.1	Presentación de Enel Generación	7
2.2	Presentación de Acenor	29
2.3	Presentación de Aes Andes	32
2.4	Presentación de Engie.....	35
2.5	Presentación del Coordinador.....	42
3.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN	54
3.1.	Alternativas.....	54
3.2.	Análisis	54
3.3.	Dictamen	58
3.4.	Prevención del integrante Carlos Silva M.....	58

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Acenor	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados
Acuerdo de 2017	Acuerdo de Operación y recuperación del lago Laja – Complementa Convenio de 1958, de fecha 16 de noviembre de 2017, suscrito entre Enel generación Chile S.A. y la Dirección de Obras Hidráulicas
Aes Andes	Aes Andes S.A.
Balance SSCC	Balance Servicios Complementarios de diciembre de 2021, del Coordinador Eléctrico Nacional
CMg	Costo Marginal
Convenio de Operación	Convenio sobre regulación del Río Laja, aprobado mediante Decreto MOP N°2534, de fecha 29 de octubre de 1958, suscrito entre la Dirección de Riego y Endesa S.A.
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CPF	Control Primario de Frecuencia
CPF+	Control Primario de Frecuencia por Subfrecuencia
CPF-	Control Primario de Frecuencia por Sobre frecuencia
CV	Costo Variable
DOH	Dirección de Obras Hidráulicas
El Toro	Central El Toro
Enel Generación	Enel Generación Chile S.A.
Engie	Engie Energía Chile S.A.
Estudio de Costos SSCC	Estudio de Costos de los Servicios Complementarios Sistema Eléctrico Nacional 2020-2023, de septiembre 2019
Informe Definitivo	Informe de Reliquidación Definitivo del Balance de Energía y Servicios Complementarios de diciembre de 2021, del Coordinador Eléctrico Nacional
Informe Preliminar	Informe de Reliquidación Preliminar del Balance de Energía y Servicios Complementarios de diciembre de 2021, del Coordinador Eléctrico Nacional
Ley Corta I	Ley N°19.940, de marzo de 2004, que “Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un Nuevo Régimen de

	Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e introduce las adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”
Ley de Transmisión	Ley N°20.936, de julio de 2016, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos”
msnm	Metros sobre el nivel del mar
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio de septiembre de 2020, de la Comisión Nacional de Energía
NTSSCC	Norma Técnica de Servicios Complementarios de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de Energía
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
RE 443	Resolución Exenta de noviembre de 2020, de la Comisión Nacional de Energía, que fija los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta de Servicios Complementarios de Control Secundario y Terciario de Frecuencia, y deja sin efecto Resolución Exenta CNE N°823, de 27 de diciembre de 2019
RE 493	Resolución Exenta de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de Energía, que fija los mecanismos de determinación de los valores máximos para las ofertas de subasta del Servicio Complementario de Control Primario de Frecuencia por Sobrefrecuencia.
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 de la Transmisión	Decreto Supremo N°37, de mayo de 2021, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión”
Reglamento del Panel	Decreto Supremo N°44, de abril de 2017, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía,

	Fomento y reconstrucción, e introduce modificaciones a los decretos que indica"
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"
SC	Servicio Complementario
SSCC	Servicios Complementarios
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

DICTAMEN N°50 – 2023

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentaciones

El 22 de septiembre de 2023 ingresó al Panel una presentación de la empresa Enel Generación, planteando una discrepancia respecto del Informe de Reliquidación Definitiva del Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2021.

1.2. Documentos acompañados

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

- a) Presentación de discrepancia de Enel Generación de 22 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 20 de noviembre de 2023;
- b) Presentación de Acenor en calidad de tercera interesada de 26 de octubre de 2023;
- c) Presentación de Aes Andes en calidad de tercera interesada de 26 de octubre de 2023;
- d) Presentación de Engie en calidad de tercera interesada de 26 de octubre de 2023; y
- e) Presentación del Coordinador de 26 de octubre de 2023 y presentación complementaria de 20 de noviembre de 2023.

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

1.3. Admisibilidad

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

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos

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

1.5. Programa de trabajo

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

posteriormente se estime necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 13 de noviembre de 2023 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 14 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

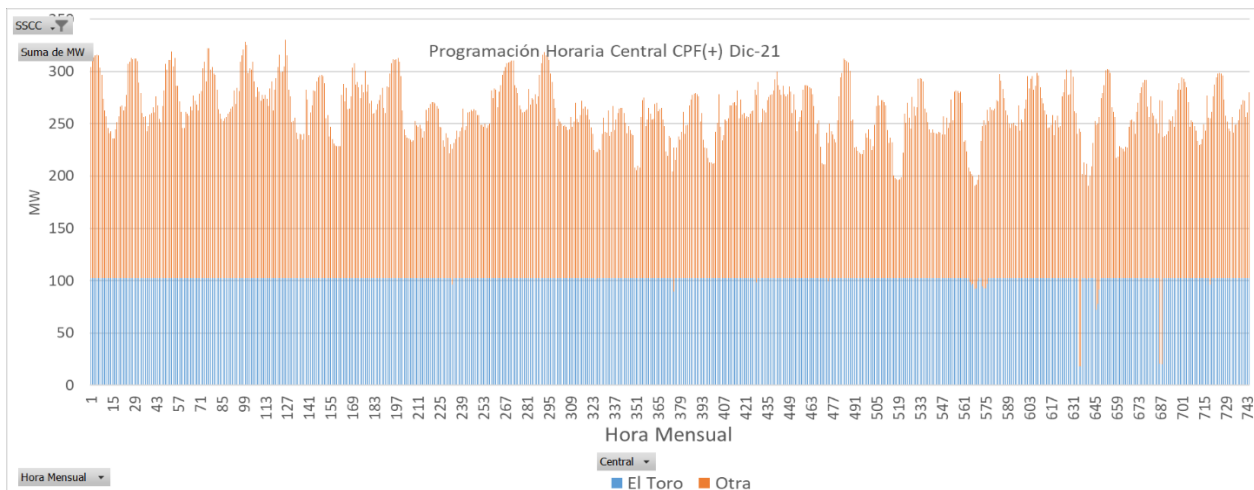
2. RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES

2.1 Presentación de Enel Generación

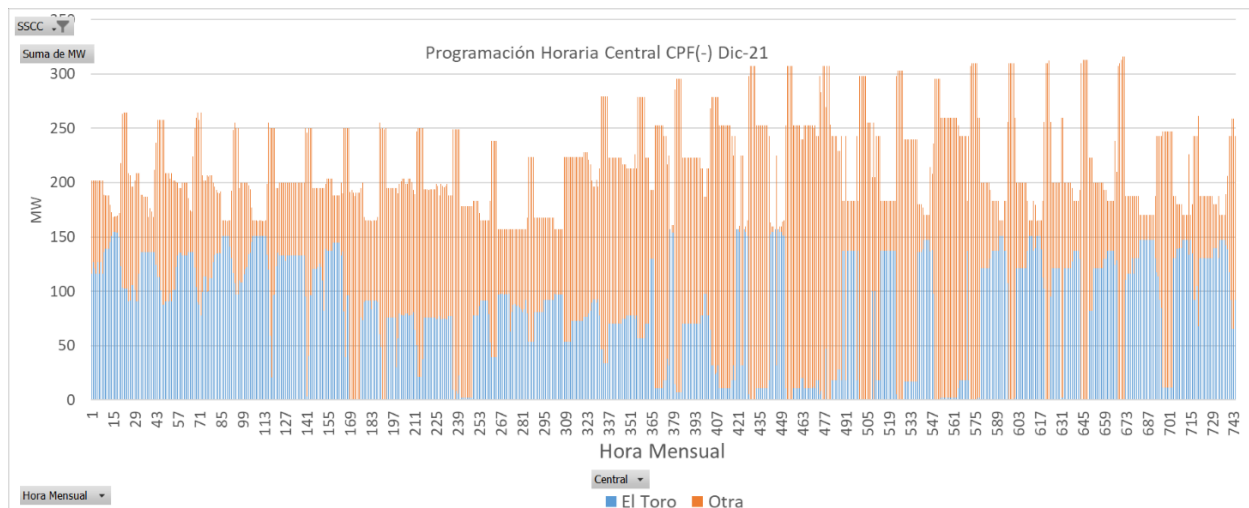
Enel Generación indica que durante la operación de diciembre 2021 El Toro fue programada por el CEN prácticamente en todas las horas entregando CPF+ y CPF-. Agrega que en el caso del CPF+ El Toro fue asignada a través de instrucción directa, ya que a la fecha no existen las condiciones de competencia que faciliten el uso de subastas, en tanto que las subastas del CPF- quedaron desiertas o parcialmente desiertas (subastas en las que El Toro no participó), y también fue asignada la central por instrucción directa.

En los siguientes gráficos la discrepante muestra la programación horaria de CPF+ y CPF- establecida por el CEN para El Toro y el resto de las centrales del SEN. Destaca que El Toro tiene una alta participación en la entrega de estos servicios, dando en ambos casos del orden del 39% de la reserva primaria requerida.

Programa Horario de CPF+ diciembre 2021



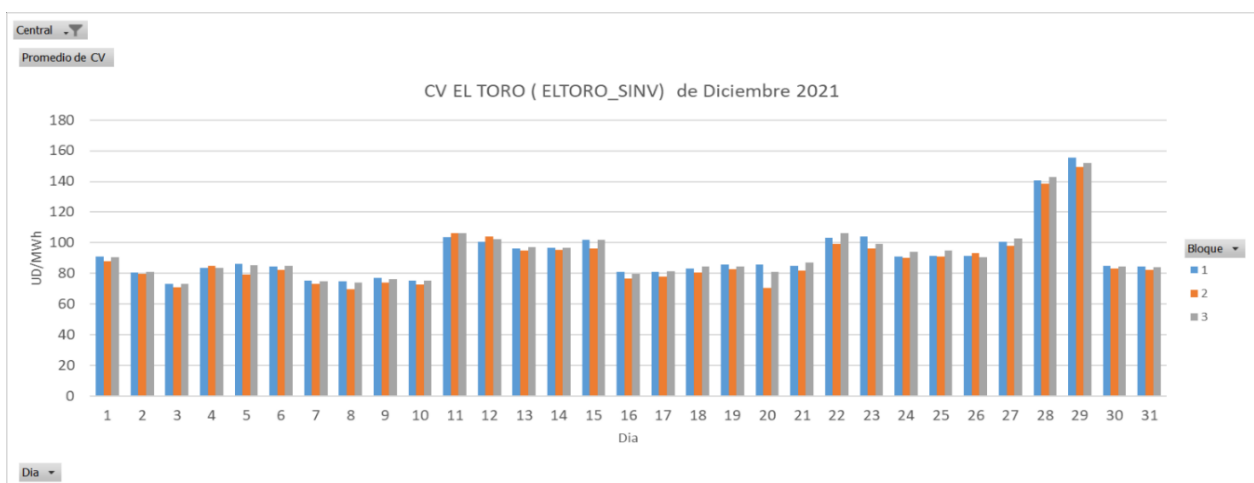
Programa Horario de CPF- diciembre 2021



Enel Generación señala que durante el mes de diciembre 2021 se hicieron entregas de volúmenes de agua para cumplir con los compromisos de riego, los que afirma no interfirieron en la programación de El Toro para la prestación de SSCC. Al respecto, la empresa destaca que diariamente, en la programación de la operación del SEN, El Toro tuvo definido un CV asociado al costo de oportunidad de su energía gestionable, el cual fue publicado diariamente en las políticas de operación del Coordinador.

A continuación, la discrepante resume de modo gráfico los CV de El Toro, indicando que para la determinación del CV se tienen en cuenta las restricciones asociadas a la operación de cada central hidroeléctrica, como volumen embalsado, capacidad de regulación, compromisos de riego, afluentes, entre otras.

CV de El Toro publicado en políticas de operación diarias del CEN



Respecto del Balance SSCC y la remuneración de El Toro, Enel Generación afirma que, aun cuando El Toro tuvo una importante participación en la entrega del servicio de control primario de frecuencia en el mes de diciembre 2021, la remuneración de los sobrecostos y costos de oportunidad no fueron reconocida por el CEN al momento de realizar el Balance SSCC. Enseguida expone que en las versiones preliminares y definitivas del Balance SSCC de diciembre 2021, publicadas en enero 2022, el Coordinador no realizó el cálculo de sobrecostos por operación con CV mayor al CMg de SSCC asociados a El Toro producto de la prestación del servicio de control de frecuencia; situación observada por Enel Generación sin haber sido respondida por el Coordinador quedando el cálculo como pendiente.

La empresa relata que el nueve de enero de 2023 el CEN publicó para observaciones el Informe Preliminar, comprendido entre agosto y diciembre 2021, en el cual se calculó la totalidad de los sobrecostos de SSCC de El Toro, para todos los meses, incluido diciembre, sin que hubiesen existido reparos de Enel Generación sobre este cálculo, pues a su juicio se ajustaba a la normativa vigente.

Finalmente, prosigue Enel Generación, el 30 de agosto de 2023 el Coordinador publicó el Informe Definitivo comprendido entre agosto y diciembre 2021, para pago, en el que modificó sus cálculos de los sobrecostos de SSCC de El Toro para diciembre 2021, aplicando una nueva metodología, exclusiva para El Toro, la que en su opinión no está contemplada en la normativa y sobre la que discrepa.

En la siguiente tabla, la discrepante resume los sobrecostos de SSCC calculados por el Coordinador para El Toro en las distintas versiones del Balance SSCC.

	Balance SSCC [clp\$]			
	Preliminar	Definitivo	Reliq. Preliminar	Reliq. Definitiva
Carta	DE00203-22	DE00359-22	DE00126-23	DE03975-23
Fecha carta	13-ene-22	21-ene-22	09-ene-23	30-ago-23
Sobrecosto El Toro	Pendiente	Pendiente	2.128.061.949	431.046.568

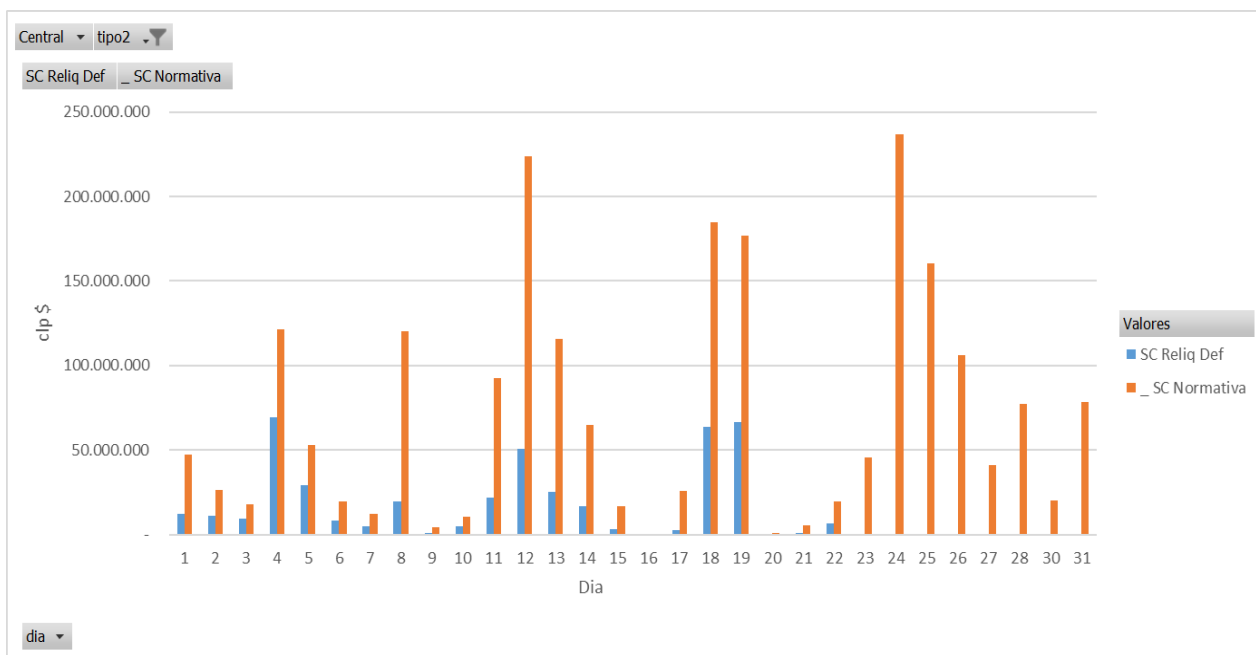
Respecto de la nueva forma de remunerar los sobrecostos de SSCC de El Toro, Enel Generación afirma que el CEN, además de las planillas de cálculo de respaldo, no entregó mayores antecedentes. Señala que no se menciona el cambio de criterio que se utilizó en el Informe Definitivo, y que solo se habría referido a cambios relacionados con la implementación del Dictamen N°10-2021 y el Dictamen N°4-2022 referentes a aplicación de Factores de Desempeño en sobrecostos de SSCC.

La discrepante observa que en el cálculo de los sobrecostos por SSCC realizado por el CEN para El Toro sólo se remunera el sobrecosto por la energía inyectada asociada al margen de reserva disponible para servicio complementario y no a la totalidad de la energía inyectada como se hace en resto de las centrales. Indica que para el caso del CPF+ solo se le remunera

la reserva activada inyectada en cada hora y para el caso de CPF- solo se remunera la reserva no activada.

En el siguiente gráfico Enel Generación muestra la comparación de los sobrecostos diarios para el Toro calculados con la nueva metodología y la usada en la reliquidación preliminar del Balance SSCC, que es la misma que aplica al resto de las centrales.

Comparación Sobrecostos de El Toro con Nueva metodología y la antigua usada en resto de centrales



Enel Generación declara discrepar acerca de la metodología utilizada por el Coordinador para remunerar los sobrecostos asociados a la prestación del control de frecuencia, por los siguientes motivos:

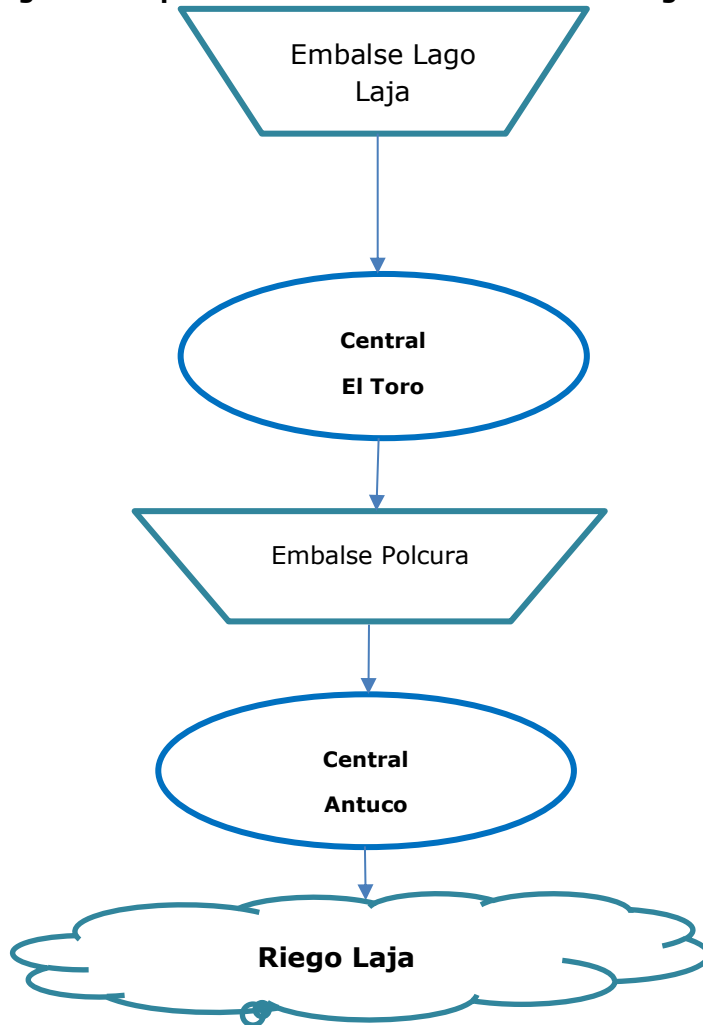
- El cálculo realizado para El Toro no se ajusta a la normativa, la cual sería clara es especificar cómo se deben calcular los sobrecostos de los SSCC que son instruidos directamente.
- El cálculo de los sobrecostos por SSCC establecido en la normativa considera los costos de oportunidad de la energía embalsada, en cuya estimación están implícitas las restricciones de riego existentes.
- El cálculo de los costos de oportunidad de la energía embalsada de El Toro, al igual que a las demás unidades generadoras, considera las restricciones existentes en cada unidad generadora, como capacidad de los embalses, volumen embalsado, afluentes y sus pronósticos, rendimientos, rangos de potencia, restricciones operacionales y de riego, entre otros.

- De acuerdo con un estudio realizado por el Coordinador, el modelo PLP con el que se calcula los costos de oportunidad de la energía embalsada de El Toro, se pudo verificar que los parámetros y las restricciones formuladas satisfacen la operación correcta del Acuerdo de 2017, en donde El Toro opera para cumplir los requerimientos de riego y, a su vez, optimiza el volumen de generación para minimizar el costo esperado de operación.
- El Coordinador al aplicar la metodología implementada en el Informe Definitivo, desconoce que a El Toro se le programa en función de la cooptimización conjunta de su asignación de control de frecuencia y energía horaria, conforme a la cual los volúmenes de energía y de reserva son definidos por el CEN en la programación de operación del SEN.
- El argumento que supone que no deben remunerarse los costos de oportunidad de El Toro porque tendría una generación obligada, inamovible, que le impediría variar su nivel de producción de energía, es intrínsecamente contradictorio con la programación del servicio complementario de regulación de frecuencia que realiza el Coordinador, la cual por definición requiere que la unidad generadora que entrega el servicio tenga la capacidad de variar su nivel de producción.
- La restricción de riego que impide variar su carga recae en la central Antuco, la cual no puede participar de la provisión del SSCC de regulación de frecuencia en temporada de riego, sirviendo su embalse Polcura como contraestanco de las variaciones de producción que realiza El Toro ubicada aguas arriba.
- Se aplica un trato discriminatorio a El Toro, ya que es la única central a la que se le aplica un criterio distinto si dar explicaciones contundentes y conformes a la normativa aplicable.
- La serie de generación Embalse Laja - El Toro - Embalse Polcura - central Antuco, es análoga a la serie Embalse Colbún- central Colbún- Embalse Machicura- central Machicura. En ambos casos existe en temporada de riego una restricción que obliga a la central Machicura a generar constantemente, al igual que la central Antuco, sirviendo el embalse Machicura de contraestanco a las variaciones de la central Colbún, al igual como lo hace el embalse Polcura con El Toro, central que a la vez es abastecida por el embalse Colbún análogo al abastecimiento que hace El Toro desde el Embalse Laja. Sin embargo, el Coordinador calcula sobrecostos por concepto de SSCC para la central Colbún en forma idéntica a la realizada a cualquier central y tiene un trato discriminatorio con El Toro.
- El cálculo de los sobrecostos de SSCC de El Toro realizado por el Coordinador no es consistente con la metodología de cálculo establecida previamente por el Coordinador y contraría al razonamiento del Dictamen N°18-2021.

En relación con los compromisos de riego, Enel Generación afirma que estos son descritos en el Convenio de Operación, complementado por el Acuerdo de Operación, en los cuales se establecen las condiciones de explotación del embalse Lago Laja con el objetivo de obtener un mejor aprovechamiento del río Laja para riego y generación.

Al respecto la empresa presenta el siguiente diagrama simplificado de la cuenca del Embalse Lago Laja.

Diagrama simplificado de la cuenca del Embalse Lago Laja



La discrepante explica que, considerando los caudales afluentes en la cuenca intermedia y los requerimientos de riego, la DOH solicita un caudal promedio diario que se debe extraer desde el Embalse Lago Laja, a través de El Toro, para complementar los caudales de la cuenca intermedia. Lo anterior, agrega, con la única restricción de que los caudales solicitados se entreguen en forma constante aguas debajo de la central Antuco, pudiendo ser turbinados libremente por El Toro de acuerdo con los requerimientos del SEN.

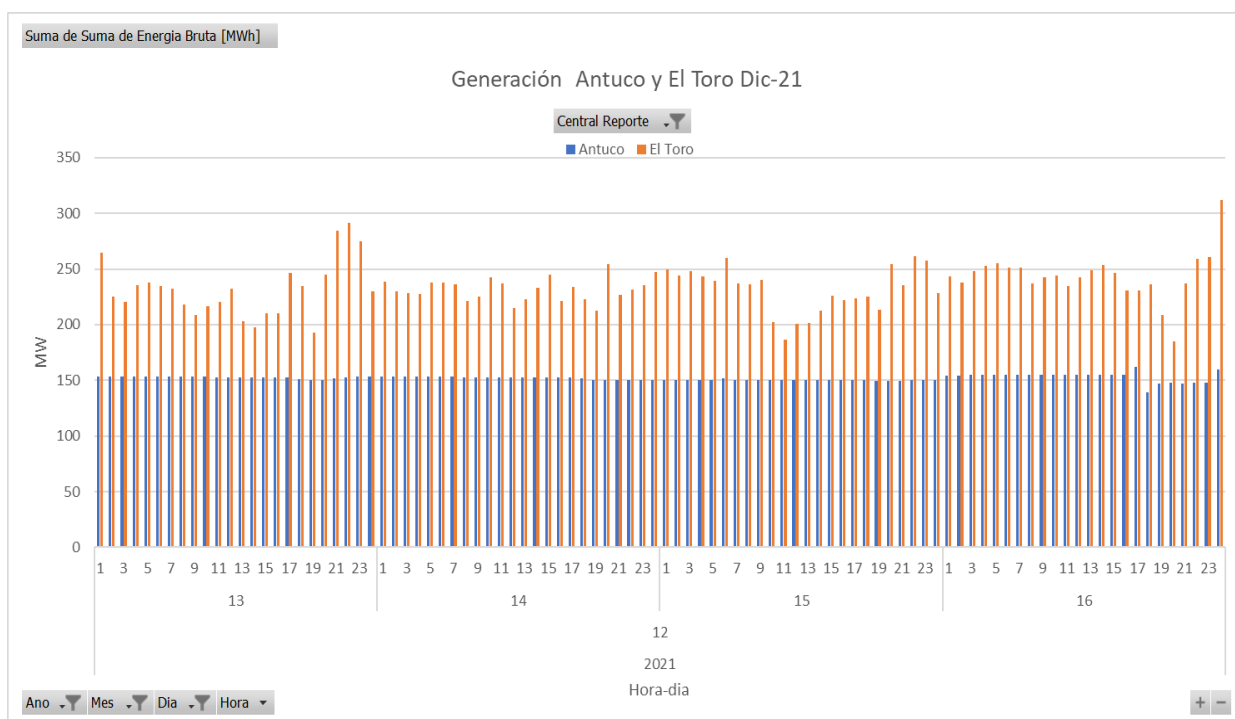
Aclara Enel Generación, que para mantener un flujo permanente y estable en la entrega del riego aguas debajo de la central Antuco se utiliza el embalse Polcura, que se encuentra aguas abajo de El Toro y arriba de la central Antuco, sirviendo de contraestanco a las variaciones que presente El Toro. Así, prosigue, el volumen del embalse Polcura permite la regulación

intra diaria de El Toro, pudiendo variar su generación durante el día según los requerimientos del sistema o prestar SSCC.

La discrepante afirma que la operación en conjunto de El Toro y Antuco fue diseñada para permitir la variación de la generación de El Toro, manteniendo constante a la central Antuco, lo que estaría plasmado en el documento de presentación de la central hidroeléctrica Antuco de 1981.

Con el fin de ejemplificar lo antes descrito, la empresa presenta un gráfico, que se incluye más abajo, que muestra la generación de Antuco y El Toro en los días 13 al 16 de diciembre de 2021, lapso en el cual El Toro participó de la provisión de CPF+ y CPF-. Agrega que en éste se observa que para la central Antuco hay una generación prácticamente constante en todas las horas para cumplir con el volumen de riego. Destaca que la generación de El Toro muestra amplias variaciones debido a la entrega del CPF+/- y la operación requerida de acuerdo con su costo de oportunidad programado.

Generación Antuco y El Toro



Según la discrepante, si El Toro no hubiese participado en la provisión del CPF+/-, la central habría sido programada para operar en horas con costos marginales igual o mayores a su costo de oportunidad, y por eso es correcto remunerar los costos de oportunidad y sobrecostos cuando El Toro participó de la provisión del CPF+/- y obtuvo un desempeño adecuado.

Señala Enel Generación que la nueva propuesta de remuneración de CPF para El Toro toma en cuenta que sólo se le paga el sobrecosto por la energía inyectada asociada al margen de reserva disponible para servicio complementario, y no a la totalidad de la energía inyectada como se hace en resto de las centrales. Agrega que el cálculo realizado por el Coordinador no se encuentra descrito en ninguna parte de la normativa que regula los SSCC. Por otro lado, destaca que los servicios CPF+ y CPF- prestados por El Toro durante el mes de diciembre 2021 fueron asignados por el Coordinador a través de una instrucción directa, por lo que afirma su remuneración debería ser realizada conforme a lo señalado en el Reglamento de SSCC y el Estudio de Costos SSCC, los cuales no contemplan distinciones especiales respecto a la operación de El Toro.

A continuación, la discrepante se refiere a los artículos 56, 63 y 68 del Reglamento de SSCC. En particular respecto del último artículo indica que éste dispone que, habiéndose instruido la prestación de SSCC de manera directa y obligatoria, los coordinados titulares de instalaciones de SSCC cuya prestación implique la operación de estas a un CV de operación superior al CMg del sistema, deberán ser retribuidas económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos SSCC.

Para la empresa, conforme a lo señalado en el Reglamento de SSCC y dado que el CEN determinó diariamente un costo de oportunidad en diciembre 2021 para El Toro, y que el propósito del Estudio de Costos SSCC es contar con un insumo que permita determinar las remuneraciones de cada uno de los SSCC que fueron instruidos directamente por el Coordinador, El Toro debería percibir una remuneración por una operación a un CV superior al CMg en su barra de inyección. Agrega que el cálculo de los sobrecostos de operación por conceptos de SSCC aplicado por el CEN a todas las centrales generadoras, con excepción de El Toro, se ajusta a lo establecido en el Estudio de Costos SSCC, así como a la RE 443 y la RE 493, en las que se establece:

- Remuneración de Unidades que prestan SSCC a un CV superior al CMg del sistema:

La prestación de SSCC instruidos por el Coordinador, que suponen la operación de unidades de generación a un CV de operación superior al CMg de la barra de valorización de dicha unidad, se remunerará mensualmente a través del pago a la empresa coordinada por la unidad generadora i según la siguiente expresión:

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times E_{i,h}$$

Donde:

$RCVS_i$: Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un CV superior al CMg, durante el periodo mensual, expresado en USD.

$CVd_{i,h}$: CV de operación neto vigente para la unidad generadora i , para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h . En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de

oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.

$CMg_{i,h}$: CMg promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.

$htot$: Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.

$E_{i,h}$: Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el CV de operación de la central fue superior

Enel Generación argumenta que el CEN utilizó exclusivamente para El Toro una metodología de cálculo diferente a la descrita en el Estudio de Costos SSCC, la cual se resume con la siguiente ecuación:

Para los sobrecostos provenientes de la prestación de los SSCC de CPF+, CSF+ y CTF+ de El Toro:

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times MR^+_{i,h} \times FMA_{i,h}$$

Para los sobrecostos provenientes de la prestación de los SSCC de CPF-, CSF- y CTF-

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times MR^- \times (1 - FMA)$$

Donde:

$RCVS_i$: Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un CV superior al CMg, durante el periodo mensual, expresado en USD.

$CVd_{i,h}$: CV de operación neto vigente para la unidad generadora i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.

$CMg_{i,h}$: CMg promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.

$htot$: Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.

$MR^+_{i,h}$: Margen de Reserva de potencia programada para prestar el control de frecuencia de subida (CPF+, CSF+, CTF+), de la unidad generadora i en la hora h.

$MR^-_{i,h}$: Margen de Reserva de potencia programada para prestar el control de frecuencia de bajada (CPF-, CSF-, CTF-), de la unidad generadora i en la hora h.

$FMA_{i,h}$: Factor medio de Activación del SSCC correspondiente de la unidad generadora i en la hora h.

Notas:

- a) Al igual que en el caso aplicado a las demás centrales, si una unidad generadora presta más de un servicio de control de frecuencia simultáneamente, el pago de cada sobrecosto es la proporción del margen de reserva de cada servicio respecto a la suma total de los márgenes de reserva de todos los servicios de control de frecuencia, de manera tal que en ningún caso la suma de los pagos es mayor a una vez el sobrecosto.
- b) En ambos casos, las fórmulas del sobrecosto se vieron modificadas por lo establecido en Dictamen N°10-2021 y Dictamen N°4-2022, referentes a aplicación de Factores de Desempeño en sobrecostos de SSCC. Estos dictámenes establecieron que los sobrecostos de SSCC deben ser ponderados por factores de desempeño (a partir de balances de junio de 2021, según el Dictamen N°10-2021) y solo en la fracción de energía asociada a la prestación del servicio complementario (a partir de balances de enero de 2022, según el Dictamen N°4-2022).

Para Enel Generación, la normativa es clara en señalar que debe utilizarse el CV de operación vigente, indicando explícitamente que para el caso de centrales hidroeléctricas de embalse (como El Toro) se considerarán los costos de oportunidad de energía embalsada. También destaca que en la fórmula la energía E que se debe utilizar corresponde a la energía neta generada para la prestación del servicio complementario, y que en ninguna parte de la Resolución de SSCC o Estudio de Costos SSCC se desprende que deba realizarse un tratamiento especial para lo que ocurre en la generación de energía de El Toro.

Según la discrepante, las restricciones de riego están consideradas en el cálculo de los sobrecostos de SSCC mediante el cálculo de los costos de oportunidad de la energía embalsada. Al respecto, afirma que se ha argumentado que la razón por la cual el cálculo de los sobrecostos de la remuneración de SSCC por regulación de frecuencia de El Toro debería ser diferente a la establecida en el Estudio de Costos SSCC (y a todas las demás centrales) sería que esta unidad está sujeta a un convenio de riego, lo que provoca algunas restricciones en la operación de los embalses.

Enel Generación afirma que en la metodología de cálculo incluida en el Estudio de Costos SSCC (cuyas ecuaciones son idénticas al caso general antes expuesto) no se hace referencia a una aplicación especial, en caso de que existan convenios de riego vigentes o restricciones de operación del embalse. Agrega que sólo se explicita que en el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. A juicio de la discrepante, esto se debe a que el cálculo de los costos de oportunidad de la energía embalsada ya tiene incorporado las restricciones de los embalses y los convenios de riego. En efecto, prosigue, en el Reglamento de la Coordinación se establece que el CEN deberá considerar, entre otras, las restricciones de operación de embalses y de convenios de riego en la determinación de los costos de oportunidad de la energía embalsada o gestionable. En este contexto, cita los artículos 37 y 38 del mencionado reglamento.

La discrepante afirma que, cuando el Coordinador calcula el costo de oportunidad de la energía gestionable, como en el caso de El Toro, ya ha incorporado las restricciones de operación de los embalses, los convenios de riego y demás restricciones necesarias para su correcta modelación y, por consiguiente, "ya está implícito en su cálculo de los sobrecostos de prestación de SSCC". De lo anterior, Enel Generación deduce que el Coordinador debe utilizar para el cálculo de costos de oportunidad los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación y no puede realizar un cálculo distinto aplicable sólo a El Toro.

Indica que los criterios y antecedentes utilizados para definir a qué centrales renovables con capacidad de regulación se les determina un costo de oportunidad de la energía gestionable, fueron especificados por el Coordinador en el INFORME DPRO-GM-SEN N°07/2020 "Tratamiento De Las Centrales Renovables Con Capacidad De Regulación". Señala que en este se concluye que El Toro cumple los criterios para la determinación de los costos de oportunidad. Del mismo modo, la empresa se refiere a la MINUTA GO N°03/2019 ACTUALIZACIÓN DEL MODELO PLP IMPLEMENTACION CONVENIO LAJA Y OTROS, (versión 5.0), de agosto 2019, que expone los resultados de la implementación del Acuerdo de 2017 en el modelo PLP.

La discrepante presenta a continuación algunas conclusiones destacadas del referido informe:

- El modelo del Acuerdo de 2017 implementado para el *software* PLP responde satisfactoriamente a las condiciones y restricciones que éste tiene estipulado. Los resultados mostrados respecto de la operación del Lago Laja son razonables para el tipo de problema de optimización que se está resolviendo.
- La implementación es capaz de detectar adecuadamente los requerimientos de riego y ajustar la operación de El Toro para satisfacerlos. También, el modelo responde adecuadamente cuando no es posible satisfacer los requerimientos de riego debido a que no existen los suficientes derechos para ello.
- Se verificó que en el modelo el uso de los derechos de generación responde a la optimización del costo esperado de operación del sistema eléctrico. Adicionalmente, se

verificó que los derechos de generación son usados de manera independiente a los requerimientos de riego en la cuenca.

- Se destaca que la obtención de déficit de riego no implica una infactibilidad del problema. El uso de penalizadores que relajan esta restricción es adecuado para la respuesta observada en periodos más secos y con bajo volumen de derechos de riego.
- El modelo interpreta de manera adecuada las distintas asignaciones de derechos de acuerdo con la cota del embalse a finales de noviembre, inclusive es capaz de determinar cuándo asignar y hacer uso de derechos mixtos.
- El uso de derechos anticipados es otra de las características del Acuerdo cuyo modo de operación fue modelado dentro de la implementación. De la solución presentada se pudo observar que este atributo opera según lo previsto y que tiene la flexibilidad suficiente para poder ajustar su uso a lo observado de la realidad.
- A grandes rasgos, se verificó que los parámetros y las restricciones formuladas para esta implementación satisfacen la operación correcta del Acuerdo del Lago Laja, en donde El Toro opera para cumplir los requerimientos de riego y, a su vez, optimiza el volumen de generación para minimizar el costo esperado de operación.

Para la empresa, el Coordinador concluye que el Acuerdo de 2017 está correctamente representado en el modelo PLP, que utiliza en la programación y en el cálculo del costo de oportunidad de El Toro ($CVd_{i,h}$), y por consiguiente la formulación de cálculo de los costos de oportunidad de los SSCC establecida en la normativa corresponde a la antes expuesta:

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times E_{i,h}$$

Destaca Enel Generación que esta formulación ya recoge las restricciones de riego presentes en la cuenca del Laja a través de los costos de oportunidad de la energía embalsada calculados por el Coordinador para El Toro y para todas las demás centrales y, por consiguiente, no requiere una formulación especial para este caso particular, así como tampoco el regulador estableció una formulación especial para los convenios de riego, pues estos estarían implícitos en el cálculo del CV como parte integrante del cálculo de los sobrecostos por SSCC.

La discrepante expone que las observaciones recibidas por el Coordinador, y que están motivando que éste modifique la forma de pago de la remuneración de sobrecostos de El Toro, plantean que el volumen asignado al riego sería forzado, no puede variar y por lo tanto no le corresponde recibir un pago. Para Enel Generación este argumento es totalmente contradictorio con el hecho de que El Toro es programada regularmente para entregar SSCC de regulación primaria y secundaria de subida y bajada, siendo una de las unidades que tiene mejor desempeño en este ámbito. Agrega que, si efectivamente fuera cierto que la unidad de El Toro no puede variar su generación, entonces no podría bajar o subir su generación para regular la frecuencia de acuerdo con los servicios programados por el CEN y por consiguiente no debería ser programada para proveer SSCC.

La empresa reitera que la unidad que no puede variar su generación en el periodo de riego es la central Antuco, la cual, consecuentemente, no presta SSCC de regulación de frecuencia en ese periodo. No obstante, prosigue, El Toro sí puede variar su generación en forma horaria, sólo existiendo una restricción diaria de volúmenes que se deben desembalsar desde el embalse Laja, los cuales son regulados horariamente por el embalse Polcura ubicado aguas abajo de El Toro y aguas arriba de la central Antuco.

En opinión de la discrepante, la metodología de cálculo aplicada a El Toro es discriminatoria respecto a la aplicada a otras centrales afectas a situaciones idénticas. Afirmar que el diseño y forma de operar es muy similar al complejo Colbún-Machicura en la cuenca del Maule, diseñado y construido por Endesa S.A, en la misma época en que se diseñó y construyó el complejo El Toro – Antuco en la cuenca del Maule. Al igual que en El Toro, prosigue, el referido complejo se basó en el mismo concepto: un embalse de contraestanco llamado Embalse Machicura con una central del mismo nombre, que mantiene constante su generación para abastecer el riego aguas abajo y un embalse de gran tamaño con su propia central, ambas de nombre Colbún, que utiliza la capacidad de contraestanco del embalse Machicura para permitirle variar su generación y de esta manera, al igual que El Toro, poder proveer SSCC o generar de acuerdo a su costo de oportunidad.

Sin embargo, destaca Enel Generación, el CEN, sin que exista un criterio específico, determinó los sobrecostos de la central Colbún por proveer SSCC aplicando correctamente la metodología de cálculo establecida en el Estudio de Costos SSCC, sin discriminación respecto al resto de las centrales del sistema. En cambio, agrega, para El Toro le aplica una forma de cálculo totalmente distinta en temporada de riego, lo cual representa a su juicio una situación discriminatoria.

A continuación, la discrepante muestra una comparación esquemática de ambos complejos:

Complejo	Complejo El Toro - Antuco	Complejo Colbun - Machicura
Empresa propietaria original	Endesa S.A.	Endesa S.A.
Año finalización construcción complejo	1981	1985
Diagrama unifilar simplificado		
Cuenca afecta a riego	Laja	Maule
Embalse Cabecera	Embalse Lago Laja	Embalse Colbún
Central Cabecera	El Toro	Colbún
Embalse Contraestaque	Embalse Poza Polcura	Embalse Machicura
Central Contraestaque	Central Antuco	Central Machicura
Descripción construcción complejo contraestaque(*)	"En verano, su funcionamiento deberá ser tal que aunque El Toro restituya sus caudales de manera variable, de acuerdo a las exigencias del consumo, Antuco deberá transformar, en su bocatoma, estas entregas variables en un caudal constante, con el objetivo de evitar golpes de agua que pudieran producir daños en las estructuras y canales de riego, ubicados aguas abajo de la descarga de la central Antuco."	"Las aguas utilizadas por la central Colbún llegarán al embalse Machicura, el que tendrá por objeto regularizar los caudales de punta y poder así entregar hacia abajo caudales constantes a lo largo del día."
Potencia Central Cabecera (MW)	453	467
Capacidad Regulación Cabecera [GWh]	7130	507
Cap.Regulación Contraestaque respecto a Central Contraestaque[MWh]	440	740
Cap.Regulación Contraestaque respecto a Central Cabecera[MWh]	1320(**)	3431
Formula de cálculo CEN para determinar los sobrecostos de prestación SSCC	$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVD_{ih} - CMg_{ih}, 0) \times MR^+_{ih} \times FMA_{ih}$ $RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVD_{ih} - CMg_{ih}, 0) \times MR^-_{ih} \times (1 - FMA)$	$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVD_{ih} - CMg_{ih}, 0) \times E_{ih}$

*Descripción proyecto Antuco y Colbún en documentos elaborados por Endesa S.A. que se adjuntan.

** Equivale entre 5,1 y 7,5 horas del requerimiento de riego en dic-21.

En escrito complementario, la discrepante señala que el Coordinador le atribuye haber informado una restricción de la cota del embalse Poza Polcura en un nivel cercano a la cota 735 msnm en todo momento, independientemente si está otorgando CPF o no con El Toro.

Agrega que el CEN se basa en esta premisa para indicar que la programación de El Toro sería la misma otorgando CPF o no. Para la empresa, lo anterior es una interpretación errada de la limitación IL-2021002453 informada por esta.

A continuación, la discrepante presenta el texto que ingresó Enel Generación como limitación IL-2021002453, con los mismos espacios y puntuaciones, distinguiendo claramente los "puntos a parte" de los "puntos seguidos", lo cual se puede verificar extrayendo el reporte Excel de la limitación desde la plataforma Neomante del Coordinador. La empresa declara hacer esta precisión debido a que la referida plataforma contiene un error, para cualquier limitación o desconexión: al momento de visualizar en pantalla elimina todos los puntos aparte y los espacios entre párrafos y los convierte todo el texto en un solo párrafo consecutivo, lo cual puede inducir a interpretaciones erróneas. Dicho texto se reproduce a continuación.

"Instrucción de Operación por Central El Toro durante el periodo de riego. Central El Toro podrá variar su potencia activa durante el periodo de riego si se cumplen las siguientes condiciones:

- 1.- Que las variaciones de generación en la Central El Toro sean compensadas de manera tal que, al final de cada día, el volumen total de agua extraída desde el embalse Laja sea el mismo que el volumen total de agua solicitada por la DOH, como tasa de extracción, para ese día. O, dicho de otra manera, que la tasa de extracción promedio diaria coincida con la tasa de extracción solicitada por la DOH para cada día.
- 2.- Que las variaciones de generación en la Central El Toro sean administradas de manera tal que durante todo momento la generación de central Antuco se mantenga constante, con una generación equivalente a las extracciones de riego solicitada por la DOH más la hoya intermedia, lo anterior, mediante la adecuada utilización de la bocatoma Polcura.

Dado lo anterior, Central El Toro podrá colaborar en CPF del Sistema Eléctrico. Considerar para propósito anterior un nivel en bocatoma Polcura cercano a los 735,00 [m.s.n.m.] de manera de disponer de una banda adecuada para reaccionar a las variaciones potenciales producto del CPF".

Enel Generación reitera que la primera parte de la limitación se refiere a las restricciones de riego, en que se informa que El Toro puede variar su generación a lo largo del día, cumpliendo un total diario a extraer durante el día o, dicho de otra forma, que el caudal promedio diario de extracción coincida con la consigna solicitada por riego. Indica que luego se explica que estas variaciones de la generación de El Toro deben ser reguladas por el embalse Poza Polcura de manera de entregar un caudal constante aguas abajo. Cabe señalar, agrega, que en ningún momento se indica una limitación de cota del embalse Poza Polcura y, por consiguiente, se encuentra disponible la totalidad de la capacidad de regulación. Finalmente, Enel Generación, precisa que el texto transcrito, en un párrafo distinto, se refiere a las restricciones existente exclusivamente para colaborar en el CPF, y solamente para este propósito es que informa un nivel de la Poza Polcura cercano a la cota 735 msnm, reforzando esta limitación para entregar

CPF explicando que el motivo es disponer de una banda adecuada para reaccionar a las variaciones potenciales producto del CPF.

La discrepante afirma que el rango total de operación del embalse Poza Polcura es entre la cota 730 msnm y 736 msnm, indicando que la lógica detrás de la restricción de cota cercana a la 735 para entregar CPF es que debido a la naturaleza de este servicio, que se activa en forma automática reaccionando a variaciones en la frecuencia, se requiere que la unidad reaccione en un lapso menor a 10 segundos, teniendo presente además el amplio rango de potencia asignado por el CEN (durante el mes diciembre 2021 el CEN asignó directamente un rango de hasta 260 MW entre CPF+ y CPF-).

Por consiguiente, explica que las abruptas variaciones de caudal producto de entregar CPF pueden provocar un vertimiento no controlado del embalse Poza Polcura, si el nivel está lleno, o una baja de los rangos seguros de operación de la Poza Polcura para la central Antuco, si la reducción de generación de El Toro es muy brusca, provocando eventuales vórtices, arrastre de material y afectación al caudal de riego.

En relación con el peligro de un abrupto vertimiento del embalse Poza Polcura, la discrepante afirma que en la temporada de riego del 2021 hubo un incidente relacionado a esta situación en que el embalse Polcura vertió, por lo que el agua siguió su curso natural del río Polcura. Lamentablemente, agrega, en ese instante se encontraban personas acampando en el lecho del río, en una zona en la cual está prohibido acampar por los riesgos que esto significa.

Dado lo anteriormente expuesto, según Enel Generación es necesario definir una cota segura para entregar el servicio de CPF. Sin embargo, agrega, en el caso de que El Toro no requiriese entregar CPF durante la temporada de riego, la limitación no aplicaría.

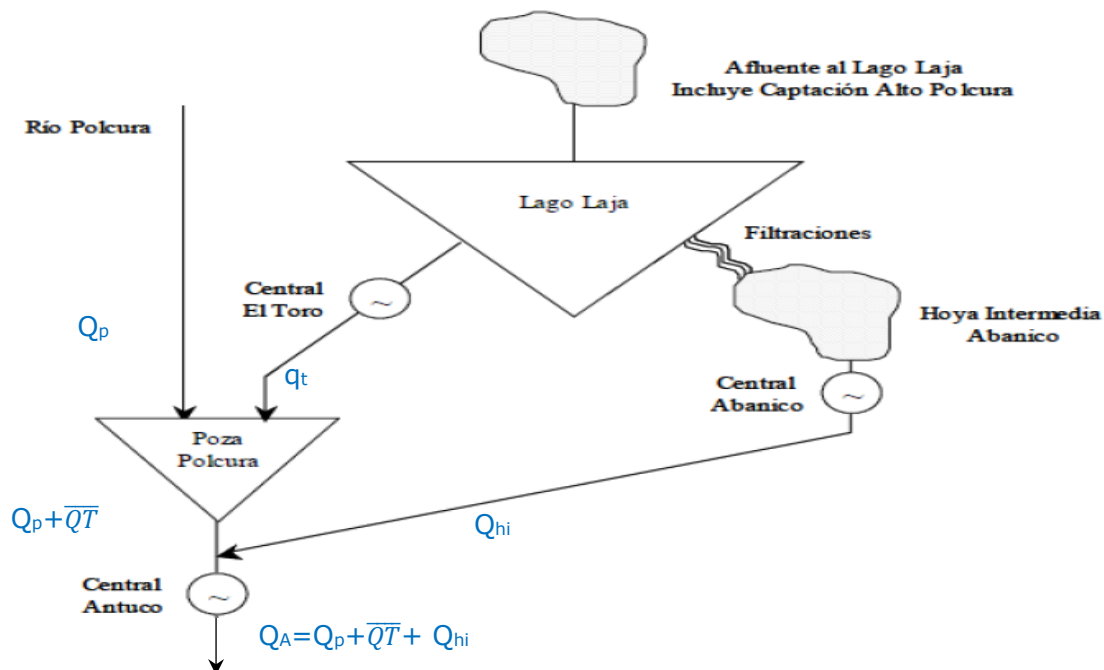
En condiciones normales, prosigue la discrepante, en que El Toro no está entregando CPF, las tasas de toma de carga y reducción de generación son más controladas, además que se puede realizar en forma supervisada por el operador de la central para evitar los riesgos que provocan los cambios abruptos de generación, razón por la cual no tendría sentido fijar una cota que evite ese riesgo. Por este motivo, declara Enel Generación que le llama la atención la interpretación realizada por el Coordinador en orden a que la restricción de cota es permanente. Según la empresa, esta interpretación no les fue consultada de parte del CEN y recién se habría enterado de su existencia a raíz de los antecedentes de la presente discrepancia.

Por otro lado, Enel Generación señala que, debido a que el Coordinador asigna directamente en todas las horas del periodo de riego a El Toro otorgando CPF, no le fue posible percatarse de esta interpretación errónea pues la operación estaba acorde a la restricción de CPF.

En relación con este último punto, la discrepante señala ver con preocupación que el Coordinador se haya demorado casi dos años en realizar los cálculos de sobrecostos de SSCC de diciembre 2021, lo cual conlleva una importante incerteza en el mercado eléctrico, afirmando que se podría haber aclarado prontamente la interpretación errónea que estaría realizando el Coordinador.

Según Enel Generación, la variación de regulación del embalse Poza Polcura, en temporada de riego, depende exclusivamente de la generación de El Toro y del requerimiento promedio diario de riego a extraer con El Toro, sin importar el caudal turbinado por Antuco, el caudal del río Polcura u otro caudal distinto. Agrega que lo anterior es análogo a lo que ocurre en temporada de riego con el embalse Machicura, en que su capacidad de regulación depende exclusivamente del caudal turbinado por la central Colbún y del requerimiento promedio de riego desde el embalse Colbún, no dependiendo del caudal turbinado por la central Machicura.

A continuación, la discrepante presenta y explica el diagrama empleado por el Coordinador:



Donde:

Q_p = Caudal río Polcura

q_t = Caudal turbinados por El Toro en un periodo t

\overline{QT} = Caudal complementario para abastecer riego desde Embalse Laja, equivalente al promedio diario de los caudales turbinados por El Toro (q_t)

Q_{hi} = Caudal afluente por rama central Abanico

Q_A = Caudal turbinado por la central Antuco

Entonces:

- El caudal turbinado por Antuco es: $Q_A = Q_p + \overline{QT} + Q_{hi}$
- Por definición en temporada de riego Q_A y \overline{QT} son constantes a lo largo del día y esto se basa en la premisa que Q_p y Q_{hi} también se suponen constantes a lo largo del día.
- Por consiguiente, el caudal extraído desde el embalse Poza Polcura será $Q_p + \overline{QT}$ y constantes a lo largo del día.
- El caudal turbinado por El Toro q_t es variable a lo largo del día.

Por consiguiente:

La diferencia de volumen embalsado en la Poza Polcura entre un volumen inicial V_1 y un volumen V_2 , luego de un periodo t , será:

$$V_2 = V_1 + (Q_p + q_t - (Q_p + \overline{QT})) \times t$$

$$V_2 = V_1 + (q_t - \overline{QT}) \times t$$

En consecuencia, concluye la discrepante, la variación de nivel del embalse Poza Polcura depende solamente del caudal turbinado por El Toro en un periodo t (q_t) y del caudal promedio diario requerido \overline{QT} a extraer por las turbinas de El Toro desde el embalse Laja.

Agrega que la variación del nivel embalsado en la Poza Polcura no depende del caudal río Polcura Q_p , del caudal turbinado por la central Antuco Q_A u otro caudal distinto a los mencionados en el párrafo precedente.

Por lo expuesto, la discrepante considera que en temporada de riego la capacidad del embalse Poza Polcura funciona exclusivamente como contraestanco de El Toro y dado su alto rendimiento (promedio 4,8 MW/m³/s), la capacidad del embalse Poza Polcura (aproximadamente 1 Hm³) se refleja en una capacidad de regulación diaria relevante que permite regular la generación de El Toro (1.320 MWh).

Enel Generación señala que, en forma análoga al análisis anteriormente mostrado, en el caso del embalse Machicura su capacidad de regulación en temporada de riego no depende del caudal turbinable por la central Machicura (máximo 280 m³/s) sino del caudal turbinado por la central Colbún y del requerimiento de riego del Maule desde el embalse Colbún.

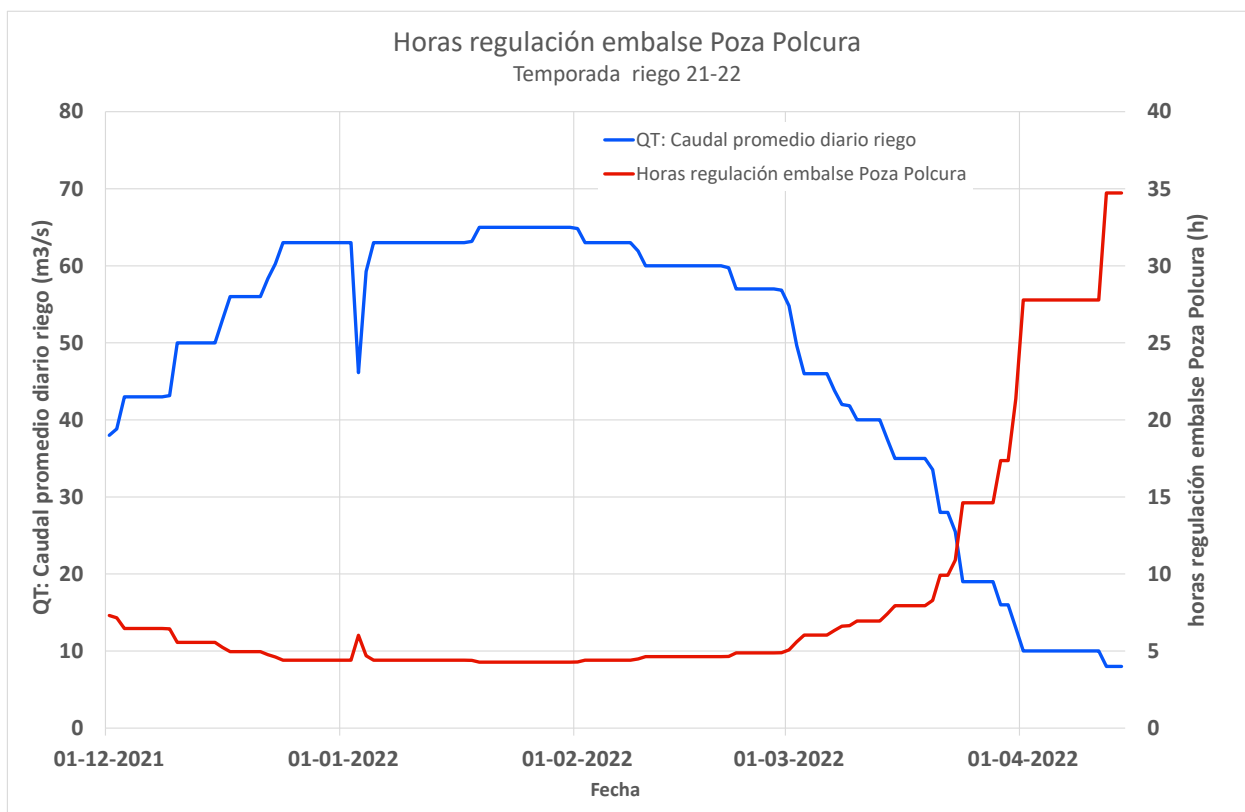
A continuación, la empresa procede a analizar la capacidad de regulación horaria equivalente a estos 1320 MWh dependiendo del caudal requerido \overline{QT} .

Enel Generación reitera que la capacidad de regulación queda determinada por las extracciones realizadas por El Toro y como estas extracciones, realizadas para abastecer riego varían a lo largo de la temporada de riego, la cantidad de horas que puede gestionarlas en forma consecutiva varían acorde a estas fluctuaciones de caudal de riego solicitado. Agrega que, como la capacidad de regulación del Embalse Poza Polcura es de 1.000.000 m³, la capacidad de regulación horaria en forma consecutiva quedará determinada por la siguiente

expresión dependiendo \overline{QT} = Caudal complementario para abastecer riego desde Embalse Laja extraído desde El Toro.

$$Horas = \frac{1.000.000}{3600 \times \overline{QT}}$$

En el siguiente grafico la empresa muestra los requerimientos de riego \overline{QT} en la temporada 21/22 y su relación respecto a las horas de regulación equivalentes en el embalse Poza Polcura. Al respecto, observa que la capacidad de regulación horaria consecutiva varía entre 5 y 35 horas en esta temporada, y durante el mes diciembre 2021 esta regulación varió entre 5 y 7,5 horas.



Para la discrepante, el cálculo de los sobrecostos por el SC de CPF realizado por el Coordinador no tomó en consideración que la capacidad de regulación fuera 5 o 35 horas, o 1.000.000 m³, simplemente asumió -por el sólo hecho de que fuera temporada de riego- que la capacidad de regulación era 0 horas o 0 m³, sin realizar ningún análisis objetivo. Lo expresado, prosigue, permitiría desmentir lo señalado por Engie en su presentación al Panel que señala: “[d]e no haber mediado instrucción directa del CEN para la prestación de SSCC, la producción de El Toro hubiese sido prácticamente la misma”. Indica que, a diferencia de lo señalado por Engie, la capacidad de regulación de la Poza Polcura permite que la producción de El Toro hubiese sido en las horas de mayor costo para abastecer la demanda eléctrica.

A continuación, la discrepante detalla el cálculo de los ingresos que habría obtenido El Toro sin entregar CPF, generando de manera diaria la misma energía real generada en diciembre y manteniendo a la central Antuco generando constante a lo largo del día, es decir, cumpliendo las restricciones de riego y, por consiguiente, utilizando la capacidad normal de contraestanco del embalse Poza Polcura.

Según Enel Generación, si bien la cota mínima de operación del embalse Poza Polcura es 730 msnm, se han realizado todas las simulaciones considerando como cota mínima 732 msnm, teniendo presente que en diciembre 2021 el embalse Poza Polcura tenía cierto nivel de embancamiento y que normalmente no se bajaba de este nivel. Lo anterior, aclara, con el motivo de evitar que los cálculos sean objetados por esta razón y ser lo más transparente posible en los resultados. Asimismo, señala que durante el año 2022 y 2023 se ha estado trabajando en la limpieza de este embalse con el objeto de recuperar su capacidad total de regulación.

A juicio de la discrepante, en su cálculo el CEN no tomó en cuenta la capacidad de regulación del embalse Poza Polcura, pues sólo consideró en forma axiomática su metodología si era temporada de riego, independientemente de la capacidad de regulación existente o de los requerimientos de riego.

En las siguientes ecuaciones y luego en una tabla la empresa muestra el resultado de su análisis:

- Reliq Definitiva: Cálculo de los sobrecostos de SSCC realizado por el Coordinador de acuerdo con la siguiente fórmula y que es motivo de la presente discrepancia.

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times MR^+_{i,h} \times FMA_{i,h}$$

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times MR^- \times (1 - FMA)$$

- Reliq Preliminar: Cálculo de los sobrecostos de SSCC realizado por el Coordinador de acuerdo con la siguiente fórmula, en la reliquidación preliminar del Balance SSCC, sin discriminación de El Toro respecto al cálculo realizado a las demás centrales.

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}(CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0) \times E_{i,h}$$

- Simulación sin CPF: Cálculo de los sobrecostos de SSCC comparando la diferencia de ingresos obtenida por la generación de El Toro por exactamente la misma energía diaria generado si no hubiera tenido que otorgar CPF, respecto a los ingresos reales obtenidos como consecuencia de otorgar CPF.

Sobrecostos CPF SSCC diciembre 2021 (\$CL)			
	Reliquidación Definitiva	Reliquidación Preliminar	Simulación sin CPF
Diciembre 2021	431.046.568	2.128.161.949	2.043.511.578

La discrepante destaca de la tabla anterior que el resultado obtenido utilizando el método de la simulación sin CPF es muy similar al resultado obtenido por el Coordinador en la reliquidación Preliminar de SSCC de diciembre 2021. Lo anterior, según Enel Generación, permite demostrar que incluso remunerando el sobre costo real de El Toro no se produce un sobre ingreso para Enel Generación. En otras palabras, afirma, la reliquidación definitiva del Coordinador genera una pérdida de una renta efectiva para Enel Generación al no reconocer el sobre costo de El Toro cuando entrega CPF.

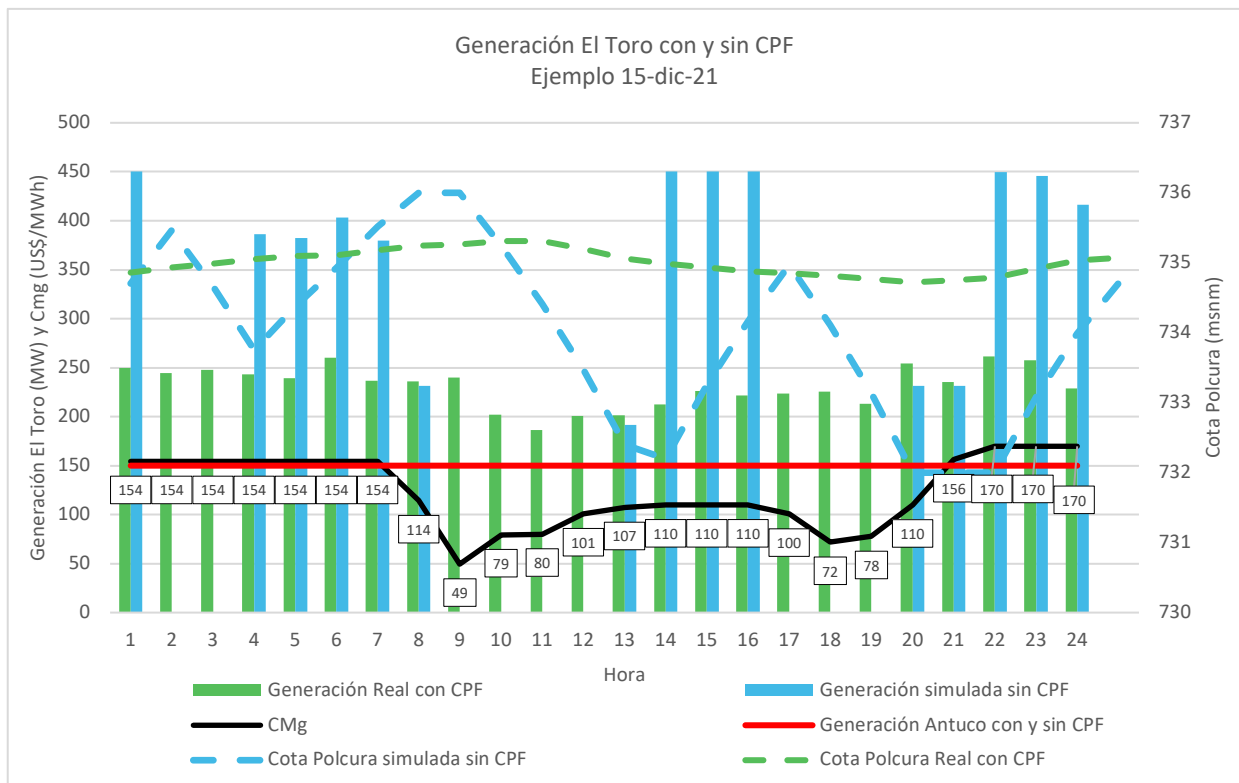
A continuación, la empresa muestra una tabla con el detalle diario del cálculo:

Cálculo sobrecostos CPF SSCC dic-21 (\$CL)			
Fecha	Ingresos reales con CPF	Ingresos simulados sin CPF	Simulación sin CPF
01-dic-21	253,886,948	276,478,624	22,591,676
02-dic-21	247,926,519	271,745,296	23,818,777
03-dic-21	256,498,168	278,365,699	21,867,531
04-dic-21	198,439,082	279,450,658	81,011,576
05-dic-21	279,230,704	345,741,486	66,510,782
06-dic-21	325,869,770	369,854,512	43,984,742
07-dic-21	389,805,874	439,561,910	49,756,036
08-dic-21	173,762,072	234,958,024	61,195,952
09-dic-21	295,510,537	308,481,578	12,971,042
10-dic-21	356,380,289	393,462,626	37,082,337
11-dic-21	451,588,987	535,552,969	83,963,982
12-dic-21	251,570,137	349,261,452	97,691,315
13-dic-21	312,653,917	369,973,170	57,319,253
14-dic-21	427,241,018	505,335,904	78,094,886
15-dic-21	587,483,897	664,798,241	77,314,344
16-dic-21	630,955,190	728,278,680	97,323,490
17-dic-21	481,521,578	537,145,987	55,624,409
18-dic-21	225,212,504	300,375,788	75,163,284
19-dic-21	263,054,776	360,163,184	97,108,408
20-dic-21	627,800,664	708,249,424	80,448,760
21-dic-21	559,795,911	645,496,093	85,700,182
22-dic-21	681,235,257	793,365,867	112,130,609
23-dic-21	497,434,360	544,201,990	46,767,630
24-dic-21	269,687,624	330,511,090	60,823,466
25-dic-21	234,652,481	299,364,170	64,711,689
26-dic-21	308,499,140	376,609,543	68,110,403
27-dic-21	594,779,865	675,808,733	81,028,867
28-dic-21	777,927,630	903,041,482	125,113,852
29-dic-21	1,084,263,391	1,112,425,070	28,161,678
30-dic-21	625,629,000	702,954,493	77,325,494
31-dic-21	333,751,808	406,546,933	72,795,125
Total	13,004,049,098	15,047,560,676	2,043,511,578

Luego, Enel Generación indica que en anexo muestra el detalle horario de los siguientes datos y cálculos:

- CMg real horario barra Charrúa 220 kV (a)
- Generación horaria real de El Toro, otorgando CPF (b)
- Generación horaria simulada de El Toro, sin CPF (c)
- Ingresos horarios reales con CPF (a) x (b)
- Ingresos horarios simulados sin CPF (a) x (c)
- Cota inicial horaria real embalse Poza Polcura con CPF El Toro
- Cota inicial horaria simulada embalse Poza Polcura sin CPF El Toro

A modo de ejemplo gráfico, la discrepante muestra la operación de El Toro con y sin CPF para el día de 15 de diciembre de 2021.



La empresa observa que El Toro sin otorgar CPF genera 5.548 MWh, y en la simulación sin CPF genera la misma cantidad maximizando la colocación de acuerdo con el CMg de ese día, respetando la capacidad horaria de regulación de la Poza Polcura y la restricción de riego de mantener la generación y, por tanto, el caudal de salida de Antuco, constante.

Enel Generación concluye su presentación indicando que: (i) en temporada de riego, si El Toro no está otorgando CPF, puede utilizar la capacidad completa de regulación del embalse Poza Polcura; (ii) en temporada de riego, la capacidad de regulación del embalse Poza Polcura depende exclusivamente de la generación de El Toro y del requerimiento promedio diario de riego a extraer con El Toro; (iii) la Poza Polcura tiene capacidad de regulación suficiente para poder gestionar la producción horaria de El Toro; y (iv) se ha demostrado analíticamente que los ingresos de El Toro, sin entregar CPF, son similares al cálculo preliminar del Coordinador, por lo que el cálculo definitivo no reconocería el efectivo sobre costo que tiene El Toro.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Enel Generación solicita al Panel:

“Rectificar y reliquidar el Informe del Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2021 y aplicar el procedimiento de remuneración vigente para la Central El Toro, sin discriminación respecto a las demás centrales del sistema, conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N°113 del 2017, que aprueba el Reglamento de Servicios Complementarios, y el Estudio de Costos de Los Servicios Complementarios Sistema Eléctrico Nacional, de forma que se remuneren los sobrecostos que incurrió la Central El Toro para prestar el servicio de Control de Frecuencia, cuya prestación fue instruida directamente por el Coordinador Eléctrico Nacional”.

2.2 Presentación de Acenor

Acenor, en calidad de interesada, disiente de la interpretación de la regulación de Enel Generación, la que en su opinión no se ajustaría a la normativa vigente.

La asociación hace referencia a la Ley Corta I, que establece que los coordinados deben prestar obligatoriamente los SSCC instruidos, y que estos serán remunerados según sus costos de prestación, manteniendo la coherencia del mercado mayorista de generación al asignar la responsabilidad de la prestación dependiendo de su rol en el mercado. Señala, a modo ejemplar, que la citada ley instruye que el control de frecuencia debe ser aportado por quienes prestaban el servicio y debe ser remunerado a prorrata de sus inyecciones de energía.

Prosigue señalando que con la Ley de Transmisión se priorizó la prestación de los SSCC mediante subastas y que, solo si no existiesen condiciones de competencia, estos serían instruidos de manera directa. Indica que la ley estableció que las inversiones en nueva infraestructura para la prestación de los SSCC serían remuneradas por los usuarios finales a través del cargo único, mientras que los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema serían de cargo de las empresas generadoras que efectuasen retiros para usuarios finales. Indica que esta modificación resulta de particular relevancia para los clientes no regulados, ya que facilita que las empresas generadoras traspasen directamente dichos costos a sus clientes libres. Señala que, de acuerdo con las últimas bases publicadas por la Comisión para licitaciones de suministro a clientes regulados, los “costos sistémicos”, incluyendo a los SSCC, se comenzarán a traspasar a clientes regulados en los nuevos contratos.

La asociación expone que para regular ese nuevo mercado de SSCC se dictó el Reglamento de SSCC, que establece las disposiciones que permiten estructurar un marco regulatorio de los elementos que permiten completar la normativa, como el Estudio de Costos SSCC, el informe anual que los cuantifica, la resolución de la CNE de SSCC y la NTSSCC.

Acenor señala que, en el Reglamento de SSCC, la autoridad especificó que los SSCC se pagan de acuerdo con su disponibilidad y desempeño (art. 57). Este último concepto, continúa, fue tratado en las Discrepancias N°10-2021 y N°4-2022. En cuanto a la disponibilidad, señala que sería claro que la existencia de convenios de riego vigentes la afectan o limitan.

Agrega que lo anterior estaría reflejado en que el Estudio de Costos SSCC y en el hecho de que sus fórmulas de remuneración dan cuenta de cómo los SSCC se sujetan a su disponibilidad. En particular, indica, el punto 11.1 establece la remuneración del “Costo por Operación Fuera de Mérito”:

11.1 Costo Por Operación Fuera de Mérito

Se propone el siguiente procedimiento para la determinación del costo mensual y consiguiente remuneración de las unidades que prestan SSCC mediante una operación fuera del orden económico:

- **Remuneración de Unidades que prestan SSCC a un Costo Variable superior al Costo Marginal del Sistema:**

La prestación de SSCC instruidos por el Coordinador, que suponen la operación de unidades de generación a un costo variable de operación superior al costo marginal de la barra de valorización de dicha unidad, se remunerará mensualmente a través del pago a la empresa coordinada por la unidad generadora i según la siguiente expresión:

$$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0\} \times E_{i,h}$$

Donde:

<i>RCVS_i</i> :	Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un Costo Variable superior al Costo Marginal, durante el período mensual, expresado en USD.
<i>CVd_{i,h}</i> :	Costo variable de operación neto vigente para la unidad generadora i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.
<i>CMg_{i,h}</i> :	Costo marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.
<i>h tot</i> :	Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
<i>E_{i,h}</i> :	Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.

Acenor indica que la energía sobre la cual aplica la fórmula señalada es determinada por el regulador como aquella “[e]nergía neta generada por la unidad generadora i en la hora h , para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el CV de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad”. Prosigue señalando que la energía neta está sujeta a la disponibilidad (Reglamento de SSCC) y al desempeño (Dictámenes N°10-2021 y N°4-2022). Indica que, aun cuando la disponibilidad y el desempeño no estén en la fórmula anterior, a partir de los dictámenes referidos quedaría claro que la remuneración de unidades que prestan SSCC a un CV superior al CMg está sujeta a dichos factores, por lo que la fórmula del Estudio de Costos SSCC tuvo que ser ajustada.

Acenor indica que, tal como señaló la discrepante, en diciembre 2021 se hicieron entregas de volúmenes de agua por compromisos de riego, pero que Enel Generación entendería que dichos compromisos no le impedirían a El Toro prestar control primario de frecuencia. Al respecto, continúa, sería relevante diferenciar entre disponibilidad y desempeño. En este contexto, señala que sería factible tener un desempeño alto, pero baja disponibilidad. Indica que en el presente caso el nivel de disponibilidad estaría limitada por los compromisos de riego.

Según la asociación, aun cuando el cálculo de los sobre costos por SSCC en la normativa considere los costos de oportunidad de la energía embalsada, que incluyen implícitamente las restricciones de riego, dichos convenios de riego también pueden afectar la disponibilidad de energía neta para la prestación del SC. En su opinión, la asignación de un volumen asignado a riego implica que dicha energía forzada no está disponible completamente para la prestación de SSCC.

Acenor luego hace referencia al Dictamen N°40-2022, que resolvió la discrepancia de Enel Generación contra el CEN por el pago de SSCC en la devolución de reserva hídrica en agosto 2022. Señala que, en dicha discrepancia, Enel Generación argumentó que la devolución de la reserva hídrica determinada por el Decreto Preventivo de Racionamiento no debiera incluir los pagos por los sobre costos de operación y prestación de SSCC. Expone que el CEN argumentó que la discrepante dejó de ser titular de los recursos hídricos que fueron destinados a la reserva hídrica. Esto reafirmaría la relación entre recursos y prestación de SSCC. Por lo tanto, en opinión de Acenor, lo solicitado por Enel Generación carecería de todo sustento normativo, toda vez que implicaría: (i) recibir un pago por SSCC que nunca se podrían prestar; (ii) plantear una contradicción con las reglas de remuneración de los SSCC; y (iii) asumir que se tiene una especie de derecho a prestar y ser remunerado por la prestación de SSCC, aun cuando no se tienen los recursos para poder hacerlo. Agrega que, en dicha oportunidad, el Panel estimó que la asignación de pagos por el CEN fue correcta y rechazó la solicitud de Enel Generación.

En opinión de Acenor, la existencia de convenios de riego, al igual que en el caso de la reserva hídrica, limita la disponibilidad para la prestación de SSCC. Por lo tanto, continúa, si se aceptara la posición de la discrepante, la misma estaría recibiendo una contraprestación

económica por SSCC que no puede prestar, por lo que la energía neta generada debería ser ajustada de acuerdo con la efectiva disponibilidad de la misma.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Acenor solicita al Panel rechazar la solicitud de Enel Generación.

2.3 Presentación de Aes Andes

AES Andes, en calidad de interesada, solicita rechazar la discrepancia y mantener el tratamiento realizado por el CEN a los sobrecostos correspondientes a El Toro.

Como fundamento de su posición, la empresa hace referencia a una serie de disposiciones legales y reglamentarias. En primer lugar, señala que conforme al artículo 225 literal z) de la LGSE, los SSCC son “[p]restaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72-1. Son SSCC al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”. Agrega que estos servicios se prestan a través de “recursos técnicos” requeridos en la operación del SEN, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.

Expone que para la provisión de estos servicios y según lo dispone el inciso primero del artículo 72-7 de LGSE, los coordinados deben poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72-1 de la misma ley, conforme la normativa técnica que dicte la CNE, y de acuerdo a las reglas para la determinación de sus categorías, requerimientos, mecanismos de asignación y remuneración, disposición reiterada en el Reglamento de SSCC.

La empresa señala que el referido reglamento dispone que se entenderá por recursos técnicos “los atributos de las instalaciones del sistema eléctrico que permiten contribuir a la operación segura, de calidad y más económica del sistema” (art.16); mientras que el término “Nueva Infraestructura” comprende las “Instalaciones del sistema eléctrico destinadas a la prestación de Servicios Complementarios que se interconectan al mismo y materializadas a través de licitaciones de dichos servicios o mediante la instrucción de instalación directa por parte del Coordinador”, de acuerdo a su artículo 5, literal m).

Aes Andes señala que los mecanismos de asignación de SSCC consisten en subastas o licitaciones, en caso de que existan condiciones de competencia y, excepcionalmente, la instrucción directa, en caso de que las condiciones de mercado no sean competitivas o fuere declarada desierta la licitación o subasta respectiva. Agrega que de acuerdo al artículo 49 del Reglamento de SSCC, en el caso de que las subastas de SSCC se declaren total o parcialmente desiertas, el Coordinador podrá instruir a los coordinados la prestación directa y obligatoria de estos. Para ello, el Coordinador deberá identificar los recursos técnicos de las instalaciones

existentes y determinar el o los coordinados responsables de efectuar la prestación junto con la identificación de la instalación correspondiente.

Enseguida, la empresa invoca el artículo 68, que en su inciso 1 establece que:

“[h]abiéndose instruido la prestación de Servicios Complementarios de manera directa y obligatoria, los Coordinados titulares de instalaciones de Servicios Complementarios cuya prestación implique la operación de las mismas a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos”.

Agrega que, sin embargo, el Reglamento de SSCC dispone que el Coordinador debe verificar en forma permanente el desempeño y la disponibilidad de las instalaciones que presten SSCC mediante índices asociados al estándar de la prestación de los respectivos servicios (art.86). Por su parte, prosigue, el artículo 87 del mismo cuerpo reglamentario dispone que:

“[l]os Servicios Complementarios a remunerar corresponderán a aquellos cuya activación y/o disponibilidad se hubieren verificado durante el período respectivo, y que comprueben un adecuado desempeño y disponibilidad de acuerdo a los estándares mencionados en el artículo precedente”.

La empresa agrega que esta norma es complementada por la NTSSCC.

A modo ejemplar, la empresa destaca que el artículo 5-1 de la NTSSCC dispone que los SSCC se hayan materializado sea mediante licitaciones o subastas o bien mediante instrucción directa que se remuneran, corresponden a aquellos “que comprueben un adecuado desempeño y disponibilidad de acuerdo a los estándares de prestación del respectivo SC”. Agrega que el artículo 5-4 de la misma norma dispone que la verificación del desempeño y la disponibilidad debe ser realizada “con el objeto de evaluar la correcta prestación de los SSCC y determinar los montos con los que se remunerará la prestación de éstos”. Además, prosigue, el artículo 5-47 establece que la evaluación de desempeño “se materializará mediante factores de desempeño” y éstos serán “el producto de un factor de disponibilidad que dependa del porcentaje del tiempo en el que el SC se mantuvo disponible en el período de evaluación y un factor de activación o de respuesta que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del SC. El factor de activación deberá ponderar la entrega del monto comprometido y el cumplimiento de los requerimientos de la definición de los SSCC”, conforme establece su artículo 5-48.

La empresa expone que la consideración de los factores de desempeño de los SSCC en el cálculo de la remuneración producto de lo dictaminado por el Panel en las discrepancias N°10-2021 y N°4-2022 implicó, en términos prácticos, que las fórmulas de cálculo consideradas en el Estudio de Costos SSCC debieran ser ajustadas a fin de dar cumplimiento estricto a la normativa vigente, por lo que la sola consideración de la literalidad del Estudio de Costos SSCC no resultaría un argumento suficiente para fundamentar la metodología que el Coordinador debe utilizar en el caso concreto.

Agrega que, por similares razones a las que se expusieron en dichas controversias, es necesario que el Coordinador establezca una metodología específica que permita remunerar adecuadamente los SSCC prestados por El Toro, considerando sus características específicas, lo que permitiría sostener que no se trata de un tratamiento que discrimine arbitrariamente a esta unidad generadora, sino que sería la consecuencia de la debida aplicación de la normativa vigente.

Señala que dicha metodología es la que permite identificar en primer lugar –en forma consistente con la posibilidad de identificar a efectos de aplicar los índices de desempeño- y luego remunerar sólo aquella porción de la generación de El Toro que es destinada a la prestación de SSCC y sólo respecto de ésta aplicar el cálculo de sobrecostos y costo de oportunidad, en consideración a que la porción de la generación que no presta SSCC fue despachada debido a una restricción de riego que es obligatoria para la empresa coordinada.

A continuación, Aes Andes se refiere a la metodología aplicada por el CEN.

Luego de describir la referida metodología, la empresa destaca que la mayor parte del caudal generado de El Toro, entre los meses de diciembre y abril es utilizado para cumplir con los requerimientos de riego de la DOH. Indica que, para cumplir estos requerimientos, es necesario un caudal promedio diario que se debe extraer desde el Embalse Lago Laja, a través de El Toro, para complementar los caudales de la cuenca intermedia, con la restricción de que los caudales solicitados se entreguen en forma constante aguas abajo de la central Antuco, pudiendo ser turbinados libremente por El Toro de acuerdo con los requerimientos del SEN, considerando las restricciones de las instalaciones existentes.

De lo expuesto, la empresa infiere que para cumplir con la restricción de riego, la operación de El Toro, dependiendo del caudal requerido, es resultado de una restricción de riego exógena a las necesidades propias del SEN que no fue instruida por el Coordinador. Por tanto, prosigue, la energía generada por El Toro es impuesta sobre su propietario, manteniendo un nivel de despacho específico de forma inflexible. La empresa hace presente que cuando El Toro se encuentra generando el agua de riego que es obligatoria, no recibe compensación por sobrecostos de operación, lo cual es consistente con lo descrito anteriormente.

Por lo anteriormente señalado, la empresa considera que el criterio utilizado por el CEN es el correcto pues, en su opinión, no corresponde recibir sobrecostos de operación en casos en que el CMg de energía es menor a su costo de oportunidad, como es el caso en discusión.

Adicionalmente, Aes Andes expone que, dado que en su gran mayoría la generación de El Toro en el periodo de riego obedece estrictamente a la obligación de entregas de volúmenes de agua para dicho objetivo, el cual es establecido por la DOH, dicho volumen no obedece a una decisión de optimización de la operación del Coordinador.

Para la empresa es distinto el caso del volumen posible de gestionar a través del embalse Polcura cumpliendo la restricción de riego, para la prestación de SSCC, el cual sí puede ser gestionado por el CEN y que, al ser considerado en la instrucción de prestación de dichos

servicios, correspondería determinar una remuneración por prestación de SSCC en caso de que corresponda.

A continuación, la empresa reproduce el artículo 168 del Reglamento de la Coordinación, que dispone:

“Las inyecciones de unidades de generación que operen en niveles mínimos de despacho debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, que hayan sido despachadas fuera de Orden Económico por el Coordinador, deberán ser valorizadas a costo marginal, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía”.

A juicio de la interesada, la correcta interpretación y aplicación del artículo citado indica que la retribución económica por los costos variables no cubiertos por la valorización a CMg de las inyecciones de unidades de generación procede si dicha operación obedece a una operación fuera de orden económico, instruida por el Coordinador, lo que no ocurriría en el caso de El Toro en aquella porción de energía requerida para cumplir con los requerimientos de riego mencionados anteriormente.

Por lo anteriormente expuesto, a juicio de la empresa, El Toro solo tendría derecho a recibir la remuneración que corresponda, por la porción de la energía que no obedece a una restricción exógena de operación sobre la cual el Coordinador no tiene gestión.

2.4 Presentación de Engie

Engie inicia su presentación indicando que su motivación para intervenir como interesada en esta discrepancia se funda en su calidad de empresa generadora que efectúa retiros del SEN para abastecer a clientes finales y que, como tal, se encuentra obligada a remunerar los SSCC en proporción a sus retiros. Por lo mismo, la mayor remuneración que pretende Enel Generación en esta discrepancia, de ser acogida, sería, al menos en parte, de su cargo.

En opinión de Engie, la metodología aplicada por el Coordinador solo remunera el sobre costo de la energía inyectada asociada al margen de reserva disponible para el SC de control de frecuencia, y no otros supuestos sobre costos calculados con base a toda la energía que inyectó El Toro en ese mes. En otras palabras, prosigue, la metodología implementada por el CEN, en cumplimiento a su mandato legal de coordinar eficientemente el SEN, apunta a remunerar por SSCC exclusivamente la energía utilizada “para” la prestación del respectivo SC, y no toda la energía que producida por El Toro.

Engie sostiene que esta metodología no solo es coherente con la regulación aplicable, sino que también su implementación es particularmente oportuna, en cuanto: (i) evita remunerar a Enel Generación por sobre costos en los que no está incurriendo; y (ii) permite reducir los cargos por SSCC que son asumidos por los generadores y clientes, cargos que se han

incrementado considerablemente en los últimos años, afectando tanto a clientes libres como empresas generadoras que no pueden traspasar dichos costos a sus clientes finales.

Según la empresa, la mayor parte de la energía generada por El Toro durante diciembre de 2021 es consecuencia de sus restricciones de riego, y no consecuencia de la instrucción directa del CEN para prestar SSCC. Agrega que el argumento de Enel Generación se estructura en torno a asumir un costo de oportunidad a la totalidad de la energía que produjo El Toro durante diciembre de 2021, y en base a dicho supuesto, atribuirse la remuneración de dichos sobrecostos por costo de oportunidad y la remuneración por CV superior al costo marginal del sistema.

A continuación, la empresa reproduce un extracto de la presentación de Enel Generación, que a su juicio resume el argumento de la discrepante:

"Si El Toro no hubiese participado en la provisión del CPF+/-, la central habría sido programada para operar en horas con costos marginales igual o mayores a su costo de oportunidad y por eso es correcto remunerar de costos de oportunidad y sobrecostos cuando El Toro participó de la provisión del CPF+/- y obtuvo un desempeño adecuado, conforme a la normativa que rige para la de SSCC"¹.

En la interpretación de Engie, lo que subyace a este argumento (sumado a la petición de Enel Generación que le remuneren los sobrecostos por toda la energía inyectada por El Toro) es que toda la energía que inyectó El Toro durante diciembre de 2021 podría haber sido programada para operar en otro momento. En opinión de Engie eso no sería así: la capacidad de gestión de energía de El Toro es mínima (y particularmente sería así en diciembre de 2021, como explica más adelante). Lo anterior, agrega, no por un requerimiento de la operación del SEN, sino por las restricciones que se impuso la misma Enel Generación al suscribir el Convenio de Operación, complementado por el Acuerdo de 2017, que tenía por objetivo principal la "Recuperación del Lago Laja", dada las hidrologías secas de los años anteriores.

Para poder explicar mejor esta idea, la empresa precisa algunos conceptos del Convenio de Operación. Señala que según se regulara en el Acuerdo de 2017, para la explotación del Lago Laja, su capacidad se divide en cuatro "colchones", determinados por las distintas cotas del lago, cada uno de estos colchones con restricciones distintas respecto de la extracción de agua.

Destaca que en el Convenio de Operación se definen distintos usos o requerimientos de las aguas del Lago Laja: (i) requerimientos o derechos de riego; (ii) requerimientos o derechos "mixtos"; y (iii) requerimientos o derechos para generación eléctrica.

Engie indica que, para efectos de modelar en sus programas de operación las restricciones a las que se obligó Enel Generación con los demás usuarios del Lago Laja, el Coordinador tuvo

¹ Escrito Principal de Discrepancia de Enel Generación, página 13.

que modificar el código del modelo PLP de manera de capturar las modificaciones introducidas por el Acuerdo de 2017. Esa modificación, prosigue, modela estos distintos requerimientos sobre las aguas del Lago Laja de manera diferenciada: solo están sujetos a la optimización del sistema los derechos para generación (y los mixtos), no así los derechos de riego:

“La implementación [de la modificación al modelo PLP necesarias para reflejar el Acuerdo de 2017] considera que los derechos de generación (y los mixtos desde mayo) deben someterse anualmente (de diciembre a noviembre del año siguiente) a la optimización estocástica, no así los derechos de riego (y los anticipos) que solo se utilizan para cumplir los requerimientos de riego en el período en donde se necesiten”².

De lo anterior Engie colige que los derechos de riego sobre el Lago Laja no son susceptibles de ser optimizados para la operación del SEN, por lo que no pueden ser “gestionados”. Precisa que solo son “optimizables” o “gestionables” los derechos de generación (y los mixtos en caso hubieran).

A continuación, plantea que Enel Generación no tenía derechos de generación sobre el Lago Laja en diciembre de 2021, de acuerdo a la información que ha podido obtener de la programación de la operación. Agrega que, si se revisan las programaciones realizadas durante el mes de diciembre de 2021, es posible observar lo que se consideró como derechos de generación y lo que se consideró como derechos de riego. Para respaldar su aseveración aporta una tabla que muestra el resumen de los archivos plplajam.csv, contenidos en los archivos de salida de las programaciones realizadas por el Coordinador en la fecha en cuestión. A su juicio, toda la generación de El Toro en diciembre de 2021 provino exclusivamente del uso de derechos de riego sobre el Lago Laja, los que no son gestionables por parte del CEN.

Engie señala que, como consecuencia de lo anterior, de no haber mediado instrucción directa del CEN para la prestación de SSCC, la producción de El Toro hubiese sido prácticamente la misma. Agrega que el caudal turbinado por El Toro durante diciembre de 2021 correspondía exclusivamente a requerimientos de riego. En otras palabras, prosigue, independientemente de la operación del SEN, esa agua tenía que ser entregada a los regantes aguas abajo de la central Antuco en los caudales y horizontes temporales comprometidos. A su parecer, el agua tenía que pasar por El Toro sí o sí, independientemente de si El Toro debía o no prestar SSCC, incluso independientemente de si El Toro estuviese en operación o no, por lo que el retiro de agua desde el Lago Laja hubiese sido prácticamente el mismo.

Para ilustrar el punto anterior la interesada modela la operación de El Toro durante diciembre de 2021, sin considerar la prestación de SSCC. Muestra los resultados en un gráfico donde destaca que los resultados de su modelación de la operación de El Toro hubiesen sido prácticamente los mismos a los que tuvo prestando dichos servicios. Enfatiza que la

² Cfr. Minuta GO N°03/2019 Actualización del Modelo PLP. Implementación Convenio Laja y Otros, (versión 5.0), de agosto 2019, página 4.

generación de El Toro con la prestación del SC de CPF, y sin esa prestación, hubiera sido prácticamente igual dado que, para cumplir con los requerimientos de riego, se necesitaba mantener la generación estable de la central Antuco y a su vez controlar los niveles de cotas operacionales de la Poza Polcura. Por lo tanto, añade, en el contexto de diciembre de 2021, el proceso de co-optimización de los mercados de energía y SSCC sería una opción económicamente sólida. Expone que este proceso redundó en que el Coordinador instruyera de forma directa el SC de Control Primario de Frecuencia a El Toro, toda vez que esta central tenía que despacharse en un nivel de generación media horaria de 243 MW aproximadamente por restricciones de riego.

Para Engie este enfoque, basado en los modelos de despacho optimizado del Coordinador, garantiza la minimización de los costos en el sistema, evitando, por ejemplo, la necesidad de despachar otras centrales para proporcionar este servicio de control de frecuencia. Sin embargo, destaca que esta instrucción directa no implica la remuneración por costos adicionales en toda la energía generada, como indica la discrepante, sino que solo se considera la parte de la energía que efectivamente fue dispuesta con el fin de proporcionar el SC de Control de Frecuencia Primaria.

La empresa además modela lo qué hubiese pasado si, durante diciembre de 2021, El Toro no hubiese estado en servicio, lo que representó mediante la indisponibilidad de la central. Refiere que los resultados de esa modelación también muestran que los retiros de agua del Lago Laja hubiesen sido prácticamente los mismos que efectivamente ocurrieron.

A su entender, estos resultados permitirían demostrar que existe un nivel de generación de El Toro que viene dado por los requerimientos de riego y no, como pretende Enel Generación, por los requerimientos operacionales del SEN, en este caso, por la asignación del SC de Control de Frecuencia Primaria.

A continuación, Engie analiza las consideraciones regulatorias de la discrepancia, indicando que los derechos de riego sobre el Lago Laja no son gestionables, por lo que no se les debe asignar un costo de oportunidad. Señala que Enel Generación objeta la metodología del Coordinador para el cálculo de sobre costos por la prestación de SSCC por parte de El Toro, especialmente en cuanto dicha metodología deja de tomar como parámetro de referencia el costo de oportunidad de la energía embalsada para toda la energía generada por la central, y solo lo aplica para el margen de reserva requerido para la prestación del SC.

Agrega que para que esta objeción tenga algún asidero, por definición se requeriría que toda la energía generada por El Toro tuviese un costo de oportunidad, lo que reitera no sería el caso, dado que dicha central no puede gestionar temporalmente la totalidad de los derechos de riego sobre el Lago Laja.

En opinión de Engie, en la medida que la energía (o parte de ella) de El Toro no sea gestionable, no corresponde asignarle a esa energía un costo de oportunidad. Agrega que lo anterior se ve corroborado por las distintas disposiciones del Reglamento de la Coordinación que vinculan el costo de oportunidad con el atributo de "gestionabilidad" de la energía. Así, por ejemplo, explica, el artículo 37 del citado reglamento mandata al Coordinador, en el

contexto de la programación de la operación a “calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente (...)”; o su artículo 38, que instruye al Coordinador a “utilizar, para la obtención de los costos de oportunidad de las energías gestionables (...)”.

Sostiene que, en un sentido económico, el solo hecho de estar en un embalse no le otorga al agua un costo de oportunidad. Agrega que solo hay un costo de oportunidad si efectivamente se puede desplazar temporalmente su uso, atributo que estima los derechos de riego del Lago Laja no tienen. Esto se debe a que, a su juicio, en el contexto de la gestión horaria del riego, dicha gestión se encuentra respaldada por un modelo que rige la programación diaria, como Plexos, cuyo objetivo es minimizar el costo de operación. Sin embargo, expone, en contraste, el modelo de planificación de mediano y largo plazo (PLP), desde donde se obtienen los planos de valor estratégico de embalses para diversas condiciones operacionales de la energía gestionable (similares a la curva de oferta de la energía gestionable de los embalses), no permite la optimización temporal de los derechos de riego en horizontes de planificación que consideran no menos de 15 meses en su análisis. Esto, en su visión, se debe a que una vez que son establecidas las restricciones contenidas en los respectivos convenios de riego, se tiene la imposibilidad de modificar la temporalidad de cumplimiento sobre la obligación de restitución de riego, lo que finalmente limita la flexibilidad en la asignación de recursos hídricos en ese contexto.

Según Engie los derechos de riego vinculados al Lago Laja carecen de atributos de costo de oportunidad debido a la naturaleza de la gestión y planificación del riego en diferentes horizontes temporales. Señala que una forma sencilla de confirmar esto es observar que, aun cuando los modelos de optimización despachan a El Toro, el CMg en el punto de inyección de dicha central, no corresponde al valor del agua gestionable de El Toro, valor que es consignado en las políticas de operación establecidas por el Coordinador. Destaca que lo anterior es refrendado a la hora de determinar los costos marginales en la operación real.

A continuación, Engie sostiene que no corresponde que Enel Generación socialice los costos de sus propias decisiones. A su parecer, la lógica de la remuneración por sobre costos en la prestación de SSCC se basa en que es razonable que el dueño de una instalación pueda recuperar los costos en que incurrió al prestar los SSCC que le eran requeridos por la operación del sistema eléctrico. Precisa que se trata de un requerimiento de operación exógeno a las características de su instalación y que es la operación del sistema la que le impone estos costos a la instalación y no al revés.

Para respaldar su posición cita el Estudio de Costos SSCC de acuerdo a lo siguiente:

“11. COSTOS DE OPORTUNIDAD, POR OPERAR SOBRE EL MARGINAL DEL SISTEMA Y COSTOS DE OPERACIÓN ADICIONAL

Estos costos resultan de la prestación de cualquier SSCC y que no se vinculan al empleo directo de recursos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, sino que más bien emergen de la forma o modo de operación del sistema, generando costos eventuales a los prestadores de SSCC dependiendo de

determinadas condiciones de operación y que requieren ser remunerados para cubrir los costos”.

Indica que en el caso de El Toro, fue la propia Enel Generación la que, al suscribir el Convenio de Operación y el posterior Acuerdo de 2017, se autoimpuso restricciones en el uso del agua del Lago Laja y fue limitando voluntariamente la gestionabilidad de su recurso primario. Destaca que no fue la operación del sistema la que le impuso esa restricción, sino sus propias decisiones las que luego se tienen que tomar como restricciones para la operación del SEN.

Engie entiende que la remuneración de los sobrecostos de las unidades generadoras en la regulación se basa en que es el Coordinador el que, por razones de operación segura y económica, las despacha para un horizonte dado, pero pueden existir horas durante ese horizonte en que la central opera a un CMg más bajo que su CV y, por lo tanto, se necesita dejarla indemne económicamente. Pero, prosigue, ese despacho es consecuencia de decisiones del Coordinador para operar el sistema eléctrico de manera segura y económica, siendo en este caso una restricción autoimpuesta por un contrato privado de Enel Generación con los regantes lo que impide al Coordinador gestionar esa generación en una temporalidad superior al día. Por lo tanto, prosigue, El Toro debe inyectar ese nivel de generación a todo evento, por lo que no corresponde un pago de sobrecostos para toda la generación sino sólo a la componente de generación que efectivamente prestó el SC, tal como lo efectuó el Coordinador.

En su opinión fue Enel Generación la que acordó que los derechos de riego sobre el Lago Laja no tengan costo de oportunidad, por lo tanto no podría pretender ahora recuperar el valor de ese costo de oportunidad por medio de su socialización entre los que realizan retiros del sistema.

En tercer lugar, Engie se refiere a que la metodología aplicada por el Coordinador en el Informe Definitivo es consistente con la normativa y con los dictámenes del Panel. Indica que el diseño regulatorio de los SSCC ha sido especialmente cuidadoso en vincular la prestación de un SC con su remuneración: se debe remunerar el SC que se presta, no más, ni menos. A su entender esta vinculación es clave, puesto que permite operativizar el mandato del inciso final del artículo 72-7 de la LGSE, según el cual:

“La remuneración de los servicios complementarios deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura”.

Señala que, para el caso particular de los sobrecostos por operación a un CV de operación superior al marginal, el artículo 68 del Reglamento de SSCC dispone:

“Habiéndose instruido la prestación de Servicios Complementarios de manera directa y obligatoria, los Coordinados titulares de instalaciones de Servicios Complementarios cuya prestación implique la operación de las mismas a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos”.

Advierte de esta regla que no cualquier sobrecosto debe ser remunerado bajo el esquema de SSCC, sino tan solo aquellos directamente atribuibles a la prestación del respectivo SC. Agrega que, en un sentido similar, y como advirtiera ya el Panel en el Dictamen N°4-2022, a propósito de la aplicación de los factores de desempeño únicamente a la porción de energía generada que presta el respectivo SSCC:

“En el caso específico de la componente por operación a costo variable superior al marginal, la RE 443, y sus modificaciones, establecen que la energía involucrada corresponde a la energía neta generada por una unidad generadora para la prestación de un SC. En el contexto de la provisión de SSCC, en el que en general una planta dispone de una parte de su energía para otorgar dichos servicios, la preposición ‘para’ empleada en la definición da cuenta de que la energía a la que se refiere la formulación no es toda la energía generada por una unidad que esté prestando SSCC, sino que sólo a una porción de ella”.

Destaca que en este caso la vinculación entre el sobrecosto y su remuneración viene dado por la preposición “para”: solo corresponde remunerar (y aplicar un factor de desempeño) a los sobrecostos incurridos para la prestación del SSCC (y no sobre toda la energía generada por la central, como pretende Enel Generación).

Según Engie, la solicitud de la discrepante, al requerir el pago por sobrecosto de toda la energía generada por restricciones de riego de El Toro en diciembre de 2021 (y para todos los meses siguientes de aceptarse su petición), sería inconsistente con el Dictamen N°4-2022 del Panel. En efecto, prosigue, Enel Generación solicita que toda la energía generada cuando presta SSCC sea remunerada, aun cuando el factor de desempeño del respectivo SC sea nulo. Agrega que, como fuera establecido en el citado dictamen, el Coordinador sólo puede dejar de remunerar la generación asociada a esa componente de generación que prestó el SC y no a toda la generación de dicha central.

Para tener una idea del impacto de la solicitud de Enel Generación, Engie estima que el total de los sobrecostos de El Toro por restricciones de riego entre diciembre de 2022 y abril de 2023 ascenderían a 31 millones de USD, los que deberían ser remunerados por todas las empresas generadoras que realizan retiros del sistema, aumentando con ello el riesgo de interrumpir la cadena de pagos, al verse dichas empresas obligadas a remunerar esos sobrecostos que fueron unilateralmente suscritos por Enel Generación con los regantes.

En resumen, Engie estima que la metodología aplicada por el Coordinador en su informe remunera correctamente los SSCC de El Toro para diciembre de 2021. Agrega que, a *contrario sensu*, acoger la discrepancia de Enel Generación implicaría remunerarlo, o bien por costos de oportunidad inexistentes, o bien por costos que nada tienen que ver con la operación del SEN.

2.5 Presentación del Coordinador

El Coordinador señala que el Balance SSCC fue determinado sobre la base del procedimiento de remuneración vigente, y que en ninguna parte del cálculo El Toro ha sido discriminada respecto de las demás centrales generadoras del SEN.

Precisa que, en los hechos, la discrepante solicita al Panel que resuelva que los SSCC de Control de Frecuencia proporcionados por El Toro en diciembre de 2021 se remuneren por un monto que es cinco veces superior al de la compensación prevista por la normativa para cubrir los sobrecostos por la prestación directa. Para el CEN lo que en realidad pide la discrepante es obviar las restricciones sobre El Toro para cumplir con las entregas a riego y, con ello, percibir una renta que no guarda relación con la contraprestación brindada al SEN.

El Coordinador afirma que no ha sido controvertido que, en diciembre de 2021, El Toro operó con el propósito de:

- Cumplir con las entregas a riego desde la central Antuco; y
- Aportar a las reservas operacionales para un adecuado Control Primario de Frecuencia del SEN, tanto por CPF+ como por CPF-.

El Coordinador menciona que el cálculo del monto de las compensaciones para cubrir los sobrecostos por la prestación directa de los SSCC que condujeron al Balance SSCC, lo presentó en las siguientes instancias:

- Preliminar. 13 de enero de 2022 - versión para observaciones.
- Definitiva. 21 de enero de 2022 - versión para pago entre las empresas coordinadas.
- Reliquidación. 09 de enero de 2023 - versión preliminar para observaciones.
- Reliquidación. 30 de agosto de 2023 - versión para pago entre empresas coordinadas.

Aclara que los montos de las compensaciones para El Toro en diciembre 2021 corresponden a las indicadas en la Tabla (que se reproduce a continuación), y no se dispuso ni se declaró que los primeros cálculos estuvieran pendientes, a diferencia de lo que sostiene la discrepante.

El Toro	Balance SSCC [CLP]			
	Preliminar	Definitivo	Reliquidación Preliminar	Reliquidación Definitiva
Carta del Coordinador	DE 00203-22	DE 00359-22	DE 00126-23	DE 03975-23
Fecha de Publicación	13-ene-2022	21-ene-2022	09-ene-2023	30-ago-2023
Monto de la Compensación	0	0	2.128.061.949	431.046.568

El CEN destaca que la discrepante cita un párrafo del artículo 68 del Reglamento de SSCC para concluir que la fórmula para determinar la compensación de El Toro sería, conforme a lo señalado en el Estudio de Costos SSCC, la siguiente (Ecuación 1):

Remuneración de Unidades que prestan SSCC a un CV superior al CMg del Sistema

$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max} \{ CVd_{i,h} - CMg_{i,h} \cdot 0 \} \times E_{i,h}$	
$RCVS_i$	Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un Costo Variable superior al Costo Marginal durante el periodo mensual, expresado en USD.
$CVd_{i,h}$	Costo Variable de operación neto vigente para la unidad generadora i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.
CMg_{ih}	Costo Marginal promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.
$htot$	Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.
$E_{i,h}$	Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el CV de operación de la central fue superior al Costo Marginal del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.

Según el Coordinador la discrepante plantea que, sobre la base de la fórmula anterior, la compensación de las unidades generadoras que prestan SSCC mediante una operación fuera del orden económico debe considerar la totalidad de la energía inyectada y lo que el CEN habría hecho sería una nueva metodología de cálculo que no habría sido explicada ni documentada, lo que contraviene la normativa y discrimina únicamente a El Toro respecto de las demás unidades generadoras.

En relación con la solicitud de la discrepante, el CEN sostiene que ha calculado el monto de la compensación que cubre los sobrecostos en que incurrió El Toro al ser instruida para prestar el servicio de Control de Frecuencia. Para el Coordinador, si las compensaciones por las

prestaciones de los SSCC de El Toro se determinan a partir de la totalidad de la energía inyectada, como lo solicita Enel Generación (en lugar de la energía inyectada para poder prestar los SSCC), significaría privilegiar a El Toro respecto de las demás unidades generadoras del sistema.

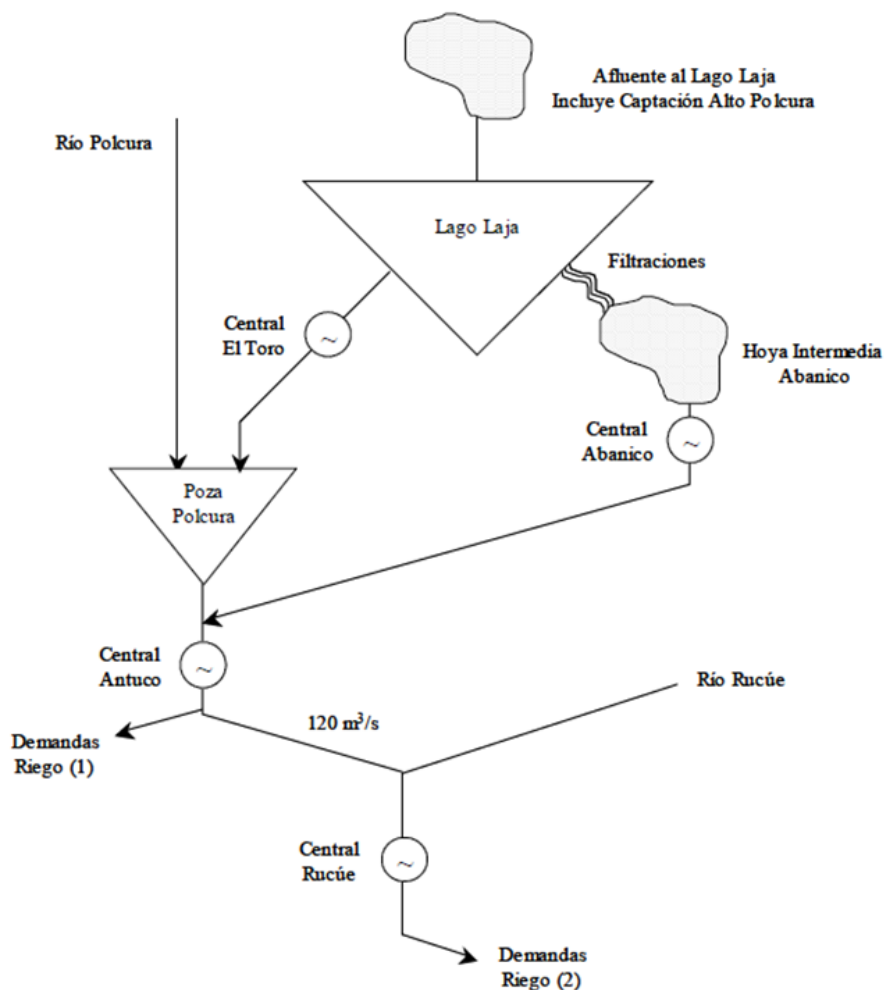
El CEN transcribe el artículo 37 del Reglamento de la Coordinación en relación con el costo de oportunidad. Indica que dicho costo corresponde al beneficio que puede alcanzar el SEN, medido en términos de la reducción del costo actualizado de operación y falla, sobre la base de aquella energía que una unidad generadora o sistema de almacenamiento puede gestionar, tanto en volumen como en oportunidad. Concluye que sólo se tiene un costo de oportunidad cuando resulta posible movilizar una parte o la totalidad de la energía producida a favor del SEN, tanto en volumen como en oportunidad, y con el propósito de cumplir los principios de la coordinación de la operación establecidos en el artículo 72-1 de la LGSE.

Alternativamente, prosigue, aquella proporción de la energía de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que es obligada y, por lo tanto, no puede ser gestionada a favor del SEN para abastecer la demanda o prestar un servicio complementario, tiene un costo de oportunidad nulo. Agrega que, desde el punto de vista de las transferencias económicas, la unidad generadora o sistema de almacenamiento sólo percibe el monto que corresponde a la valorización a CMg de esa proporción de la energía. Añade que desde el punto de vista de la programación y del despacho aquella proporción de la energía que no puede ser gestionada se corresponde con aquella energía necesaria y suficiente para satisfacer las exigencias de riego.

El Coordinador manifiesta que es un hecho que El Toro está obligada a entregar un determinado caudal desde el Lago Laja a lo largo del día y, con ello, completar el reservorio de la central Antuco (Poza Polcura), tanto en volumen como en oportunidad, de acuerdo con la estructura de la cuenca y con las limitaciones técnicas y de seguridad existentes.

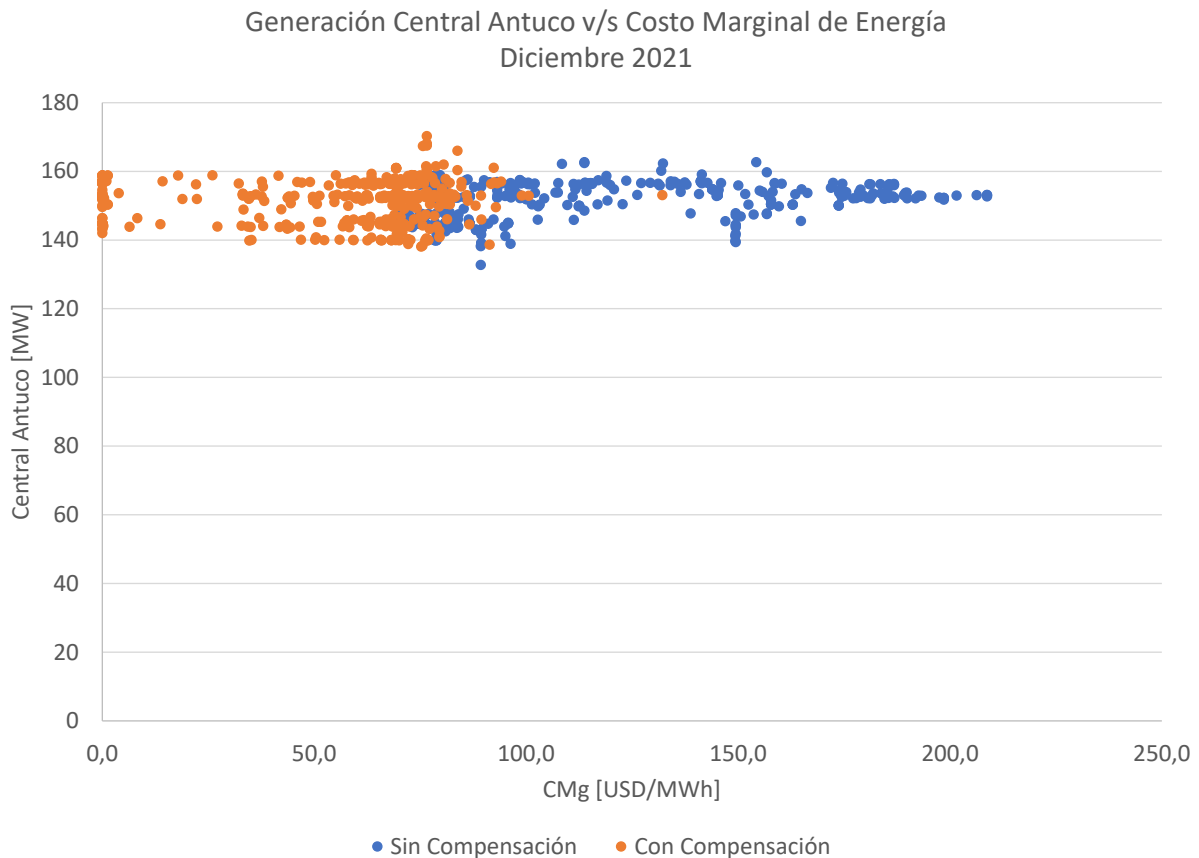
Por lo tanto, continúa el CEN, contrario a lo que indica la discrepante, El Toro no es libre de producir lo que demande el SEN. Si así lo hiciera, añade, la central Antuco se vería impedida de asegurar un caudal constante y, en consecuencia, se arriesga a "producir perjuicios en las bocatomas de los canales o en los predios riberaños al río Laja"³. Dicho de otra forma, precisa, El Toro está obligada a entregar el caudal medio diario solicitado por la DOH, pudiendo variar sólo una parte de la energía que está obligada a entregar dentro del día y siempre sin afectar la generación de la central Antuco. El Coordinador presenta el siguiente esquema hidráulico de la cuenca que muestra el aprovechamiento de los recursos hídricos del lago Laja:

³ El CEN transcribe la cita de Enel Generación del Convenio de Operación



El CEN sostiene que si El Toro no hubiese aportado las reservas para poder prestar los SSCC de CPF de todas formas tendría la obligación de operar en las horas en que los costos marginales son menores que su costo de oportunidad, y no por eso el sistema eléctrico tendría que compensar toda su producción según lo solicita la discrepante.

Agrega que la razón de esa obligación de generación de El Toro radica en la necesidad de completar la Poza Polcura y, de esta forma, con el fin de que la central Antuco cumpla con la demanda de riego. Según el Coordinador lo anterior se evidencia a partir de la generación de la central Antuco en diciembre de 2021, la que fue prácticamente uniforme y estadísticamente independiente del CMg de energía, incluso en aquellas horas en que el CV de El Toro es mayor que el CMg, es decir, en aquellas horas que son candidatas para compensar por sobre costos ("con compensación"). Presenta la figura siguiente que demostraría lo anterior.



Señala que lo anterior se sustenta en el Informe de Limitación para El Toro en la temporada de riego, presentado por Enel Generación bajo la serie "IL-2021002453 El Toro", y donde se indica que dicha central sólo podía variar su generación durante el periodo de riego sujeto a las siguientes condiciones:

- Que las variaciones de generación en El Toro sean compensadas de manera tal que, al final de cada día, el volumen total de agua extraída desde el embalse Laja sea el mismo que el volumen total de agua solicitada por la DOH, como tasa de extracción, para ese día. O, dicho de otra manera, que la tasa de extracción promedio diaria coincida con la tasa de extracción solicitada por la DOH para cada día.
- Que las variaciones de generación en El Toro sean administradas de manera tal que durante todo momento la generación de central Antuco se mantenga constante, con una generación equivalente a las extracciones de riego solicitada por la DOH más la hoya intermedia, lo anterior, mediante la adecuada utilización de la bocatoma Polcura. Dado lo anterior, El Toro podrá colaborar en CPF del SEN. Considerar para el propósito anterior un nivel en bocatoma Polcura cercano a los 735 msnm de manera de disponer de una banda adecuada para reaccionar a las variaciones potenciales producto del CPF.

El Coordinador explica que si El Toro no hubiese aportado las reservas para la prestación de los SSCC de CPF, sólo habría podido aumentar su margen operacional al trasladar una parte de su generación a aquellas horas en que los costos marginales eran iguales o mayores que su costo de oportunidad. Agrega que el resto de esa generación no podría ser trasladada a las horas económicamente más convenientes, porque esa energía se requiere para poder cumplir con las exigencias del riego. Precisa que esa energía es obligada y no puede ser gestionada a favor del SEN por lo tanto tiene un costo de oportunidad nulo. Continúa señalando que, sin perjuicio de lo anterior, el Informe de Limitación elimina la posibilidad de mover energía de El Toro a las horas de mayor CMg porque la Poza Polcura debía operar en valores cercanos a la cota 735 msnm.

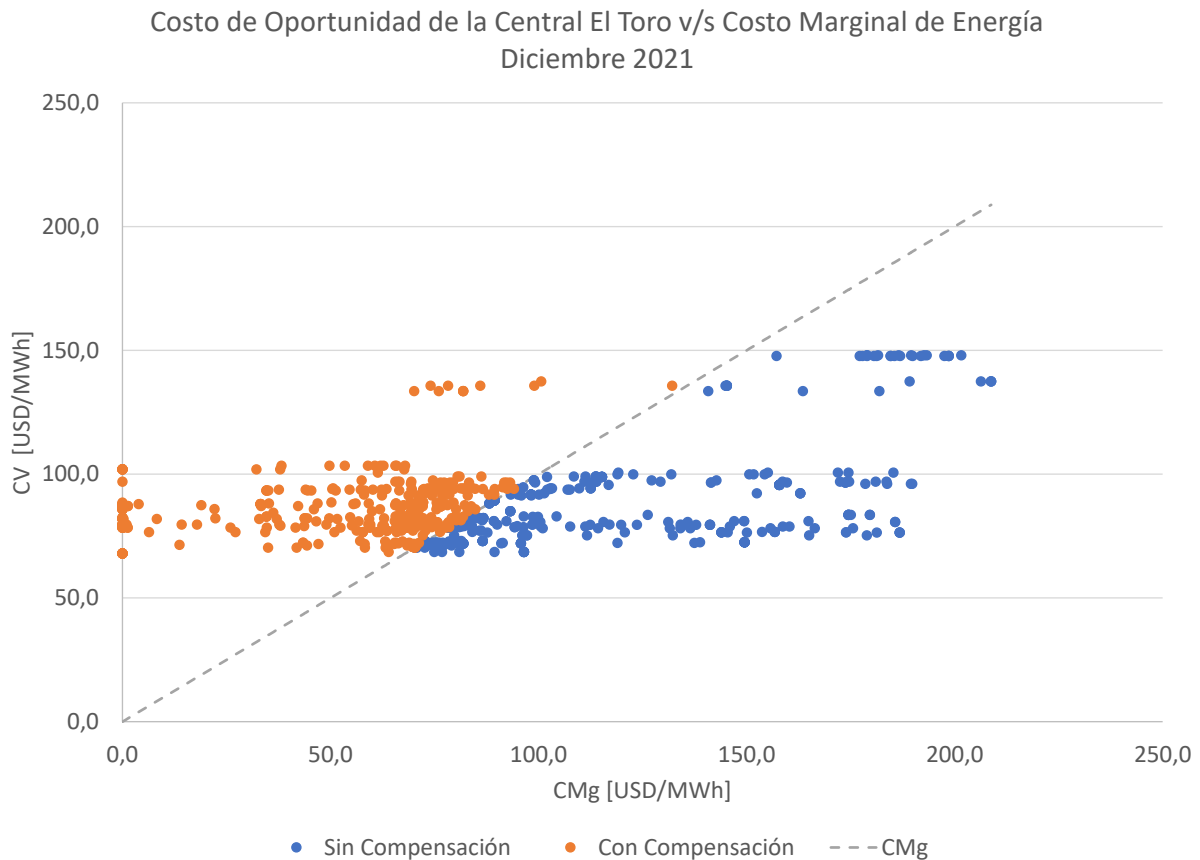
El CEN concluye que el sistema eléctrico puede compensar a El Toro sólo por el sobre costo incurrido, es decir, por haber dispuesto de las reservas para la prestación de los SSCC de CPF: (i) en las horas en que los costos marginales eran menores que su costo de oportunidad; y (ii) por una energía equivalente a las reservas que podrían ser utilizadas en aquellas horas económicamente más convenientes; cuando los costos marginales eran mayores o iguales a su costo de oportunidad.

Según el Coordinador, de lo anterior se sigue que no corresponde compensar toda la energía inyectada por El Toro. Agrega que hacerlo significaría desconocer: (i) la existencia de una restricción de riego, que sólo puede ser cubierta con una energía que no tiene costo de oportunidad; y, (ii) la restricción de operación de la bocatoma Polcura informada por la discrepante al Coordinador.

El CEN señala que es incorrecto lo afirmado por la discrepante, cuando solicita una compensación en el mes de diciembre de 2021, debido a que El Toro se habría visto forzada a inyectar su producción para prestar los SSCC de CPF en las horas en que los costos marginales eran inferiores a su costo de oportunidad y que, de otra forma, habría operado únicamente en las "horas con costos marginales igual o mayores a su costo de oportunidad"⁴.

El Coordinador ilustra con la figura siguiente la relación entre los CMg y los costos de oportunidad de El Toro (CV) en diciembre de 2021. Indica que en el gráfico se distinguen aquellas horas en que El Toro fue compensada por sobre costos ("con compensación") por la prestación de los SSCC de CPF en el Balance SSCC.

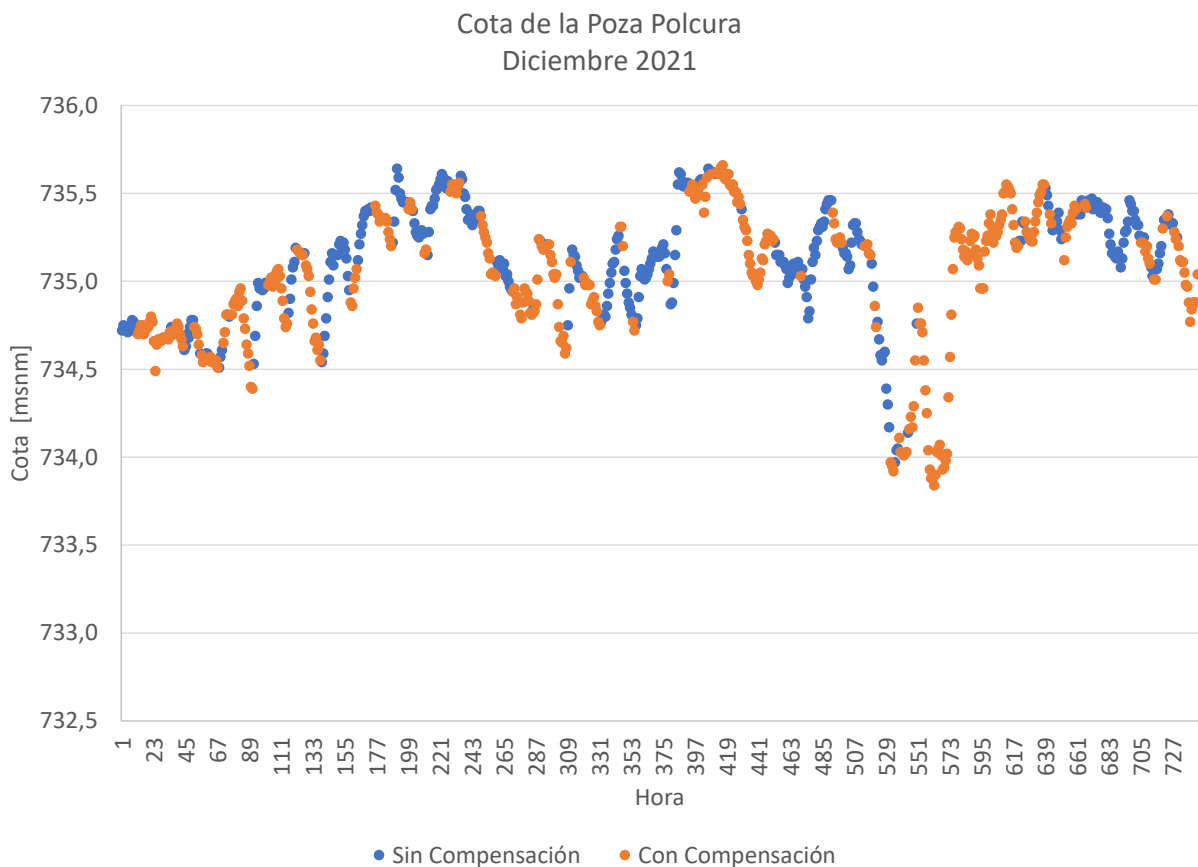
⁴ El CEN cita el Escrito de la Discrepante, página 13.



El CEN hace notar que, en el gráfico, el CV de El Toro prácticamente no tuvo relación con el CMg en dicho mes, es decir, El Toro se comportó como una unidad generadora térmica donde el consumo y el costo de su “combustible” no depende del CMg.

Agrega que, contrario a lo que sostiene la discrepante, la central Antuco no habría podido cumplir con las entregas para riego si El Toro no hubiese generado en las horas en que los CMg fueran menores a su CV.

El Coordinador hace presente que El Toro tiene la obligación de completar la Poza Polcura en cantidad y oportunidad, es decir, cerca de la cota 735 msnm, y esa obligación es independiente de la prestación directa de SSCC de CPF de El Toro. Ello, lo ilustra con la figura siguiente:



Según el Coordinador, la compensación que pide Enel Generación significa asumir que toda la energía inyectada por El Toro es susceptible de un costo de oportunidad, es decir, que toda esa energía podría efectivamente ser gestionada con el propósito de minimizar “el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico”, tal como lo establece el artículo 37 del Reglamento de la Coordinación.

Sin embargo, agrega, en diciembre de 2021 se tenían dos restricciones inamovibles: (i) la central Antuco debía proporcionar un caudal prácticamente uniforme para cumplir con las entregas a riego; y (ii) el Informe de Limitación para El Toro que exigía controlar la cota de la Poza Polcura. Por lo tanto, concluye, para cumplir con ambas restricciones El Toro debía necesariamente generar para poder completar la Poza Polcura, tanto en volumen como en oportunidad.

Para el CEN, bajo esas condiciones, sería evidente que sólo una parte de la energía inyectada por El Toro podía ser gestionada a favor del SEN, en tanto que el resto necesariamente debía ser turbinada, tanto en volumen como en oportunidad, por lo tanto, en los hechos, esta última energía inyectada, al no poder ser gestionada a favor del SEN, tiene un costo de oportunidad nulo.

El CEN sostiene que la energía sujeta a compensación, de acuerdo con el Estudio de Costos SSCC, es sólo aquella energía utilizada para la prestación del servicio complementario, no la totalidad de la energía generada por la central como lo solicita la discrepante.

Continúa señalando que, para poder aplicar la petición de la discrepante, sin confrontar la normativa vigente y las exigencias de riego, sería necesario aceptar que es posible desarrollar la Ecuación 1 (descrita anteriormente) de forma tal de identificar los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente, por ejemplo, como se plantea a continuación (Ecuación 2):

$RCVS_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Max}\{CVd_{i,h}(E_{i,h}) - CMg_{ih}; 0\} \times E_{i,h} + \text{Max}\{CVd_{i,h}(\overline{E}_{i,h}) - CMg_{ih}; 0\} \times \overline{E}_{i,h}$		(1)
$RCVS_i$	Remuneración mensual correspondiente a la unidad generadora i por operar a un CV superior al CMg, durante el periodo mensual, expresado en USD.	
$CVd_{i,h}$	CV de operación neto vigente para la unidad generadora i, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada correspondiente. Se entenderá por nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo durante la hora h como la potencia activa media en la hora h.	
CMg_{ih}	CMg promedio en la barra de valorización de la unidad generadora i en la hora h.	
$htot$	Total de horas del mes. Este índice h podrá corresponder a un intervalo menor a 1 hora si la regulación así lo establece.	
$E_{i,h}$	Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h, para la prestación del servicio complementario, en las horas en que el CV de operación de la central fue superior al CMg del sistema en la barra de valorización de dicha unidad.	
$\overline{E}_{i,h}$	Energía neta generada por la unidad generadora i en la hora h que no es gestionable y, en consecuencia, no es parte "de la porción de energía generada para la prestación de los servicios complementarios" ⁵ . El término $E_{i,h} + \overline{E}_{i,h}$ es igual a la energía inyectada por la unidad generadora i en la hora h.	

De esta forma, concluye el CEN, como la energía que no puede ser gestionada a favor del SEN tiene un costo de oportunidad nulo, es decir $CVd_{i,h}(\overline{E}_{i,h}) = 0$, entonces $\text{Max}\{CVd_{i,h}(\overline{E}_{i,h}) - CMg_{ih}; 0\} = 0$. Por lo tanto, indica, para efectos prácticos la petición de la discrepante resulta inmaterial porque es igual a lo calculado en el Balance SSCC o, en su defecto, la petición contradice la normativa vigente y debiera ser rechazada.

Para el Coordinador la solicitud de Enel Generación en el sentido de que la compensación se calcule sobre la base de toda su inyección no considera en su justa extensión que El Toro

⁵ Extracción del CEN del Dictamen N°4-2022 del Panel de Expertos de 15 de junio de 2022.

tiene exigencias de riego que son ineludibles y restricciones de capacidad de regulación en la Poza Polcura. En consecuencia, continúa, sobre la base de esas limitaciones, resulta imposible que El Toro pueda permanecer fuera de servicio o detenerse de manera indefinida, a la espera de una compensación o de dejar de ser supramarginal, lo que ciertamente no ocurre con otras centrales generadoras, entre ellas por ejemplo las unidades generadoras térmicas.

El CEN explica que una unidad generadora térmica que es supramarginal y que no se requiere por seguridad u operación económica del SEN, debiera estar fuera de servicio. Es decir, prosigue, ante esta situación el SEN tiene la oportunidad de conservar el insumo de la unidad generadora para otro momento, donde resulte conveniente utilizarlo. Agrega que en caso de que El Toro no hubiese sido instruida a prestar SC CPF, su despacho se habría realizado modulando su colocación al interior del día, con una capacidad de regulación equivalente a la disponible y que permite la Poza Polcura.

Para el Coordinador, en diciembre de 2021, El Toro no tuvo la oportunidad de conservar su insumo para otro momento, prueba de ello sería que las extracciones para riego se habrían hecho incluso si la central no pudiera turbinarlas. Por lo tanto, destaca, contrario a lo que sostiene la discrepante, El Toro está impedida de poder conservar libremente su insumo a favor del SEN en ese periodo, ya que debe generar para cumplir con las exigencias de riego, condición que es independiente de si el Coordinador la instruyó o no para prestar un servicio complementario.

Acota que gestionar significativamente la producción de El Toro o, eventualmente, llegar incluso a detenerla, es una situación excepcional durante la temporada de riego y las ocasiones en que ha ocurrido es por un corto tiempo, y nunca en forma indefinida.

El CEN señala que el riego se exige de forma instantánea y se obtiene a partir de: (i) los caudales afluentes, las filtraciones del Lago Laja, los caudales de la Hoya Intermedia de la central Abanico; y, (ii) de los caudales que resultan de controlar las extracciones desde el Lago Laja, la gestión de la Poza Polcura y la generación de la central Antuco.

Agrega que una vez que se satisfacen las restricciones de riego en todo instante, corresponde responder si es conveniente para el SEN que El Toro preste el SC CPF, todo dentro del proceso de co-optimización. Una vez que se ha tomado la decisión, prosigue, recién entonces se determina el "costo de oportunidad" de aquella energía que puede ser gestionada dentro del día y controlada de forma que cumpla con el riego en todo momento (energía gestionable).

Por tanto, concluye, el costo de oportunidad es el precio que debe adoptar una central con capacidad de regulación o almacenamiento, el cual sirve de señal para que el despacho resuelva el momento y la cantidad de la energía gestionable que conviene acumular o producir a lo largo de un día.

De esta forma, prosigue, el costo de oportunidad y la energía gestionable se encuentran emparejados y cambian al unísono, independiente si la central generadora se encuentra o no prestando un determinado SSCC.

Según el Coordinador, la discrepante requiere de una compensación para poder neutralizar una eventual pérdida en su margen operacional originada por prestar el SC CPF, impidiéndole colocar en forma más conveniente su energía. Agrega que Enel Generación estima esa compensación a partir del diferencial entre CV y CMg ponderado por el total de la energía generada, en que CV es el costo de oportunidad de la energía gestionable cuando presta el SC CPF.

Sin embargo, prosigue el CEN, a pesar de que la compensación que solicita la discrepante puede parecer justa o pertinente, lo cierto es que hay un hecho irreconciliable en su argumento: que ese despacho alternativo que propone recrear nunca ocurrió o nunca fue posible que se materializara, ya sea porque resulta técnicamente infactible o porque contraviene uno de los principios de la coordinación dispuestos en la LGSE y a los que están sujetos las empresas coordinadas y el Coordinador. En efecto, agrega, una vez que la programación y la supervisión han determinado cuál es el despacho seguro y económico para las instalaciones que conforman el SEN, los pagos y las compensaciones se determinan a partir de esa condición y no a partir de otra distinta tal como pretende la discrepante.

El Coordinador reitera que El Toro tiene la obligación de entregar un volumen desde el Lago Laja para poder cumplir con las exigencias del riego y sólo una parte de ese volumen puede ser gestionado, siempre y cuando se cumpla con una generación prácticamente constante de la central Antuco.

Agrega que, considerando lo anterior, se determina cuál es el despacho que cumple con las restricciones técnicas y preservan la seguridad del servicio de la forma más económica para el SEN. Prosigue señalando que, si el despacho determina que El Toro debe prestar el SC CPF, porque resulta factible, seguro y eficiente para el SEN, a continuación, y sólo a partir de entonces, corresponde calcular el perjuicio que tendría El Toro, ya sea porque tiene una pérdida en su margen o porque los ingresos que reúne no cubren sus costos durante la operación del SEN y la prestación del SC CPF.

En consecuencia, concluye el CEN, el cálculo del perjuicio para El Toro debe hacerse respecto de la operación real del SEN y no respecto de un despacho teórico o alterno como pretende Enel Generación.

Enseguida, el Coordinador se refiere a la operación del día 5 de enero de 2023 planteada como ejemplo por Enel Generación para ilustrar el perjuicio que tendría El Toro por prestar el SC CPF, el que estaría dado por la obligación de tener que producir en aquellas horas en que el CMg es relativamente bajo, en lugar de poder colocar esa producción en aquellas horas en que el CMg es relativamente alto.

Al respecto, el CEN precisa dos situaciones: (i) el régimen de operación que describe la discrepante, en el que El Toro no aporta al SC CPF y además se detiene durante algunas horas, no es una operación que cumpla con preservar la seguridad del servicio de la forma más económica para el SEN, tal como lo exige la LGSE; y (ii) existía una condición de la Poza Polcura en enero de 2023 distinta respecto de diciembre de 2021, pues entre noviembre y diciembre de 2022 hubo un proyecto de limpieza de la Bocatoma Polcura lo que permitió, a

partir de enero 2023 luego de completados los trabajos, que se pudiera incursionar en todo el volumen de regulación de la Poza Polcura. Agrega que esta nueva información fue considerada en los programas de operación a partir de enero 2023.

El CEN afirma que debido a la reducida capacidad de regulación que tiene la Poza Polcura respecto del volumen de los compromisos de riego, se advierte que ocurriría un vertimiento en la Poza Polcura si El Toro moviliza toda su generación a aquellas horas en que el CMg es relativamente alto y, en consecuencia, ocurriría un agotamiento en la Poza Polcura en aquellas horas en que el CMg es relativamente bajo. Lo anterior, añade, llevaría a incumplir un riego uniforme a lo largo del día tal como lo solicita la DOH.

Al respecto el Coordinador manifiesta que en su presentación mencionó que la Poza Polcura puede regular 0,3 GWh, es decir 0,9 horas con la central Antuco a su plena capacidad. Presenta una tabla con los cálculos que respaldan esa afirmación e indica que el cálculo proviene del Reglamento de Potencia (artículo 41), que establece la fórmula para determinar la capacidad de regulación intra diaria de las centrales renovables con capacidad de regulación o centrales renovables con capacidad de almacenamiento, cuya fuente de energía primaria sea hidráulica, como la central Antuco.

El CEN reproduce un cálculo similar para el embalse Machicura en el que muestra que la central Machicura debía proporcionar un caudal equivalente a 21 MW para satisfacer el riego, es decir 64 m³/s en diciembre de 2021. En esas condiciones, agrega, la capacidad del Embalse Machicura era capaz de cumplir el riego por 46,1 horas (1,9 días) y sin recibir aportes desde la central Colbún.

El Coordinador menciona que, con motivo de pruebas de Potencia Máxima del Complejo El Toro-Antuco programadas para noviembre y diciembre de 2021, en que Enel Generación solicitó postergaciones debido a las condiciones de riego, se habría probado que no se puede incursionar por sobre una determinada potencia con El Toro y sostenerla indefinidamente, porque con ello se tendrían más extracciones que las necesarias para riego.

Para el CEN lo expresado por la discrepante en el sentido de que toda la energía generada por El Toro tendría un costo de oportunidad, es decir, toda esa energía podría ser utilizada por el SEN para minimizar el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico es un error porque en diciembre de 2021 El Toro estaba impedida de poder gestionar libremente toda su energía generada. En efecto, añade, las restricciones de riego eran exigencias inamovibles para el Lago Laja y las centrales El Toro – Antuco. Afirma que prueba de ello es que ambas centrales no podían realizar las Pruebas de Potencia Máxima en ese periodo. Por una parte, prosigue, la central Antuco debía proporcionar un caudal prácticamente uniforme en cada día; y, por otra, El Toro debía entregar un caudal suficiente y necesario para poder controlar la cota de la Poza Polcura y completar adecuadamente las exigencias de riego en todo momento.

El Coordinador sostiene que, en diciembre de 2021, sólo una parte de la energía generada por El Toro podía ser efectivamente gestionada y susceptible de una compensación por la prestación de SSCC. El resto de la energía generada, agrega, no tenía otra alternativa para ser gestionada a favor del SEN, pues se iba a generar de todas formas, es decir, tenía un costo de oportunidad nulo y es un error pretender una compensación por ella.

En virtud de lo anteriormente expuesto, el Coordinador solicita que se rechace la petición de la discrepante.

3. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN

3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Rectificar y reliquidar el Informe del Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2021 y aplicar el procedimiento de remuneración vigente para la central El Toro, sin discriminación respecto a las demás centrales del sistema, de forma que se remuneren los sobrecostos en que incurrió la central El Toro para prestar el servicio de Control de Frecuencia

Alternativa 2: Rechazar la petición de Enel Generación Chile S.A.

3.2. Análisis

Enel discrepa de la metodología utilizada por el CEN para remunerar los sobrecostos asociados a la prestación del control de frecuencia en el Informe del Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2021.

Argumenta que la central El Toro, de su propiedad, participó en la entrega del servicio de CPF en el mes de diciembre de 2021 y que, sin embargo, la remuneración de los sobrecostos y costos de oportunidad no fue reconocida por el CEN al momento de realizar el respectivo balance de SSCC.

La discrepante presenta, en la siguiente tabla, los sobrecostos de SSCC calculados por el CEN para la central El Toro en las distintas versiones del Balance de SSCC de diciembre 2021.

	Balance SSCC diciembre 2021 [clp\$]			
	Preliminar	Definitivo	Reliq Preliminar	Reliq Definitiva
Carta	DE 00203-22	DE 00359-22	DE 00126-23	DE 03975-23
Fecha carta	13-ene-22	21-ene-22	09-ene-23	30-ago-23
Sobrecosto El Toro	Pendiente	Pendiente	2.128.061.949	431.046.568

Destaca Enel que en el cálculo de los sobrecostos por SSCC para la central El Toro sólo se habría remunerado el sobrecosto por la energía inyectada asociada al margen de reserva disponible para entregar el servicio complementario de CPF y no a la totalidad de la energía inyectada, como se hace en el resto de las centrales del SEN. Agrega que para el caso del CPF+ solo se le remunera la reserva activada inyectada en cada hora y para el caso de CPF- solo se remunera la reserva no activada. Plantea, además, que, si El Toro no hubiese participado en la provisión del CPF, la central habría sido programada para operar en horas con costos marginales igual o mayores a su costo de oportunidad, por lo que a su juicio sería correcto remunerar los costos de oportunidad y sobrecostos cuando El Toro participó de la provisión del CPF con un desempeño adecuado.

La discrepante señala que cuando el CEN calcula el costo de oportunidad de la energía gestionable, como en el caso de la central El Toro, incorpora las restricciones de operación de los embalses, los convenios de riego y demás restricciones necesarias para su correcta modelación, por lo que considera que dicho costo "ya está implícito en su cálculo de los sobrecostos de prestación de SSCC". De lo anterior, Enel Generación concluye que el Coordinador debe utilizar para el cálculo de costos de oportunidad los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación.

La empresa afirma que la central Antuco no puede variar su generación en el periodo de riego, y que la central El Toro sí puede hacerlo en forma horaria, sólo existiendo una restricción diaria de volúmenes que debe desembalsar. Agrega que informó al Coordinador una restricción de la cota Poza Polcura en un nivel cercano a 735 m.s.n.m., y que esta aplica solo cuando El Toro está entregando el servicio de CPF. Al respecto, afirma que el CEN habría interpretado de manera errónea esta restricción al considerar que la programación de esta central sería la misma, sea que preste CPF o no.

Por su parte, el Coordinador expone que si se determinaran las compensaciones por las prestaciones del SC de CPF de la central El Toro a partir de la totalidad de la energía inyectada, como solicita Enel Generación, se privilegiaría a esta central respecto de las demás unidades generadoras del sistema. Agrega que la solicitud de la discrepante implicaría remunerar este SC proporcionado por la central en diciembre de 2021 por un monto que es cinco veces superior al de la compensación prevista por la normativa, lo que a su juicio supone obviar las restricciones de riego de esta central.

Argumenta que el costo de oportunidad corresponde al beneficio que puede alcanzar el SEN, medido en términos de la reducción del costo actualizado de operación y falla, sobre la base de aquella energía que una unidad generadora o sistema de almacenamiento puede gestionar, tanto en volumen como en oportunidad. En este contexto, afirma que la proporción de la energía de una unidad generadora o sistema de almacenamiento que está obligada a inyectar, y por lo tanto no puede ser gestionada, tiene un costo de oportunidad nulo.

El Coordinador afirma que la central El Toro está obligada a entregar a lo largo del día un determinado caudal desde el Lago Laja y, con ello, completar el reservorio de la central Antuco (Poza Polcura), tanto en volumen como en oportunidad, de acuerdo con la estructura de la

cuenca y con las limitaciones técnicas y de seguridad existentes. Por ello, concluye que la central El Toro no es libre de producir lo que demande el SEN. Sostiene que, si la central El Toro no hubiese aportado las reservas para poder prestar el SC de CPF, igualmente tendría la obligación de operar en las horas en que los costos marginales son menores que su costo de oportunidad, y por eso el sistema eléctrico no tendría que compensar toda su producción según lo solicita la discrepante.

Para el CEN, el sistema eléctrico puede compensar a la central El Toro sólo por el sobrecosto incurrido, es decir, por haber dispuesto de las reservas para la prestación del SC de CPF: (i) en las horas en que los costos marginales eran menores que su costo de oportunidad; y (ii) por una energía equivalente a las reservas que podrían ser utilizadas en aquellas horas económicamente más convenientes (cuando los costos marginales eran mayores o iguales a su costo de oportunidad).

Sostiene que, bajo las condiciones descritas, sólo una parte de la energía inyectada por la central El Toro podía ser gestionada a favor del SEN, en tanto que el resto necesariamente debía ser turbinada, en volumen y en oportunidad. Por ello estima que, en los hechos, esta energía restante, al no poder ser gestionada a favor del SEN, tendría un costo de oportunidad nulo.

En definitiva, a juicio del Coordinador, la solicitud de Enel Generación, en el sentido de que la compensación por prestar CPF fuera del orden económico se calcule sobre la base de toda su inyección, no consideraría en su justa extensión que la central El Toro tiene exigencias de riego que son ineludibles y restricciones de capacidad de regulación en la Poza Polcura.

Según se observa, la discrepante -sobre la base de una descripción y análisis de las ecuaciones empleadas para la estimación de los sobrecostos asociados a la provisión del SC de CPF- solicita que, para los momentos en que su costo variable (costo de oportunidad o valor del agua) hubiese sido superior al costo marginal, el cálculo de los mencionados sobrecostos incluya toda la energía generada por la central El Toro.

Al respecto, se debe tener presente que el Reglamento de SCCC, en su Título VI, artículo 54, literal c), dispone que el Estudio de Costos deberá especificar, al menos "Mecanismos de valorización o costos de prestación eficiente de recursos técnicos instruidos por el Coordinador. Dichos mecanismos o costos podrán incluir componentes de operación, disponibilidad y/o activación asociados a la prestación de Servicios Complementarios, entre otros. Asimismo, entre los mecanismos de valorización se deberá considerar la retribución de costos variables de operación superiores al costo marginal del sistema, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 68 del presente reglamento".

A su vez, el artículo 68 del referido reglamento establece que, "[h]abiéndose instruido la prestación de Servicios Complementarios de manera directa y obligatoria, los Coordinados titulares de instalaciones de Servicios Complementarios cuya prestación implique la operación de las mismas a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente conforme lo señalado en el Estudio de Costos".

Por otra parte, el artículo 2-41 de la Norma Técnica de SCCC, dispone que “[l]os Coordinados titulares de instalaciones que presten Servicios Complementarios de manera directa y obligatoria y cuya prestación implique la operación de las mismas a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, deberán ser retribuidas económicamente por sus costos variables no cubiertos conforme al mecanismo de valorización señalado en el Estudio de Costos (...)”.

Según se advierte, la normativa citada dispone expresamente que se debe considerar la retribución de costos variables de operación superiores al costo marginal, en un contexto de provisión obligatoria de un SC. Asimismo, establece que corresponderá realizar la retribución antes indicada cuando estos servicios se presten de manera directa y obligatoria, y esta prestación “implique la operación de las mismas a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema”.

A juicio del Panel, de lo anteriormente expuesto se concluye que corresponde que se retribuya por el sobre costo asociado si con motivo de la prestación del SC de CPF la generadora opera con un costo variable superior al costo marginal.

En este contexto, se debe tener presente que la central El Toro tiene la obligación de entregar una cantidad de agua diaria, por los convenios de riego existentes, que es turbinada generando ingresos derivados de las inyecciones correspondientes valorizadas al costo marginal de cada hora. Asimismo, en atención a la dinámica de la prestación del SC de CPF, en parte del tiempo en que se utiliza el agua, el costo variable de la central, es decir el costo de oportunidad del agua, es superior al costo marginal. Al respecto, el Panel considera que, si el agua en cuestión debe ser usada por una obligación que no proviene de la operación del sistema eléctrico, no existe motivo para compensar el costo de oportunidad de dicha agua, ya que para efectos del SEN ese costo de oportunidad es nulo respecto de la unidad generadora, toda vez que constituye un recurso no gestionable.

La empresa solicita que, en los casos en que se prestó el SC de CPF, y su costo variable fue superior al costo marginal, se le compense, no solo por el agua adicional que pudiese tener que emplear (por ejemplo, en el caso de activación del CPF+), sino también por el agua que de todas maneras hubiera tenido que turbinar a efectos de cumplir con los compromisos diarios de agua para riego. El Panel considera que esta solicitud no es pertinente, ya que gran parte de esa agua que de todas formas tendría que usarse no representa una “implicancia” (consecuencia) proveniente de la obligación de prestar el SC mandatado por el CEN.

Por lo anteriormente expuesto, el Panel no accederá a la solicitud de la discrepante.

3.3. Dictamen

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

Rechazar la petición de Enel Generación Chile S.A.

3.4. Prevención del integrante Carlos Silva M.

Quien suscribe la presente prevención está de acuerdo con el dictamen. Sin perjuicio de ello, estima pertinente ilustrar su conclusión con un análisis de carácter cuantitativo.

En la presente discrepancia, Enel Generación solicita que se le remuneren los sobrecostos por la base de la energía generada por El Toro con costo variable superior al marginal, argumentando que dicha energía sería gestionable. Por su parte, el CEN indica que la energía generada por la discrepante incluía tanto energía gestionable, elegible para el pago del sobrecosto, como no gestionable, con costo alternativo cero, y sin pago de sobrecosto.

En este contexto, el firmante realizó un análisis numérico conservador⁶ para estimar la porción de la energía de la central El Toro que, de manera diaria, podría haberse gestionado para el SEN desde horas en las cuales el costo variable de la central era superior al costo marginal, hacia horas en las cuales el marginal era mayor al costo variable.

A modo de ilustración, el 13 de diciembre, día que la discrepante incluyó en su análisis, tuvo 22 horas en las cuales el costo variable de El Toro fue superior al marginal, con una generación de 3.203,5 MWh sujetos a potenciales pago de sobrecostos (considerando la prestación promedio de 83 MW de CPF-, e ignorando el mínimo técnico). Sin embargo, ese día tuvo un margen de 178,7 MWh de holgura, distribuidos en las dos horas restantes en las cuales el costo marginal estuvo por sobre el costo variable de la central. De esta forma, para el 13 de diciembre, solo 178,7 MWh habrían sido energía gestionable por parte del SEN, con costo de oportunidad y, por lo tanto, elegible para la remuneración de sobrecostos a El Toro.

En resumen, para el mes de diciembre 2021, con base a la estimación conservadora realizada, de los 63.791 MWh generados en horas con un costo variable superior al marginal, únicamente 17.581 MWh, es decir un 28%, podrían haberse gestionado por el SEN hacia horas con un costo marginal superior al variable. En este contexto, el firmante advierte que el despacho del SEN incluye múltiples restricciones y consideraciones, en virtud de las cuales la energía gestionable no necesariamente se desplaza hacia horas de mayor costo marginal.

⁶ Esta estimación es conservadora debido a que únicamente calcula el potencial desplazamiento de energía entre horas de costo marginal bajo a horas de costo marginal alto, sin agregar otras restricciones, tales como los límites de cotas de la Poza Polcura, que reducirían aún más la energía gestionable.

En conclusión, dado que solo una fracción menor de la energía es gestionable, y por lo tanto eligible para el pago de sobre costos, quien suscribe estima que se debe rechazar la solicitud de la empresa.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°50-2023 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, 29 de diciembre de 2023

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada