



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°1-2024

Discrepancia presentada por Carbon Free Chile SpA (explotadora del PMGD Linares Solar de propiedad de Linares Generación SpA) contra el CEN, respecto del acto de coordinación contenido en la carta singularizada DE 05683-23, de 11 de diciembre de 2023, relativo a la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares

Santiago, 22 de abril de 2024

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	5
1.1.	Presentación.....	5
1.2.	Documentos acompañados	5
1.3.	Admisibilidad	5
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	5
1.5.	Programa de trabajo.....	5
2.	RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES.....	6
2.1.	Presentación de Carbon Free.....	6
2.2.	Presentación del CEN	17
2.3.	Presentación de HEASPA	28
2.4.	Presentación de Cuenca Solar	52
2.5.	Presentación de Colbún	63
3.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN	66
3.1.	Alternativas.....	66
3.2.	Análisis	66
3.3.	Dictamen	72
3.4.	Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes H.	72

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ACM	Asociación de Canalistas del Canal Melado
Carbon Free	Carbon Free Chile SpA
Carta CEN	Carta del Coordinador Eléctrico Nacional, singularizada DE 05683-23, de 11 de diciembre de 2023
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CGED	Compañía General de Electricidad S.A.
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
Cuenca Solar	Cuenca Solar SpA
DAA	Derechos de Aprovechamiento de Aguas
DGA	Dirección General de Aguas
DOH	Dirección de Obras Hidráulicas
DS 244	Decreto Supremo N°244, de septiembre de 2005, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos"
EAL	Embalse Ancoa Limitada
ERV	Energía Renovable Variable
HEA	Hidroeléctrica Embalse Ancoa
HEASPA	Hidroeléctrica Embalse Ancoa SpA
Informe MSS	Informe por Restricción Operativa de CH Embalse Ancoa, de diciembre de 2022, preparado por MSS Ingeniería Construcción y Montaje SpA
JVRAPS	Junta de Vigilancia del Río Achibueno Primera Sección
JVRA	Junta de Vigilancia del Río Ancoa y sus Afluentes
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"

Linares Generación	Linares Generación SpA
LuzLinares	LuzLinares S.A.
Mercurio	Proyecto PMGD PFV Mercurio Sur de 3 MW
MSS	MSS Ingeniería Construcción y Montaje SpA
NTCyO PMGD	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión, de la Comisión Nacional de Energía, de julio de 2019
OUA	Organizaciones de Usuarios de Aguas
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
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 MGPE	Decreto Supremo N°88, de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala"
San Antonio	Proyecto PMGD PFV San Antonio de 9 MW
Saturno	Proyecto PMGD PFV Saturno Norte de 4,5 MW
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
S/E	Subestación
SS/EE	Subestaciones
Superintendencia o SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
UMC	Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador Eléctrico Nacional

DICTAMEN N°1 – 2024

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentación

El 2 de enero de 2024 ingresó al Panel una presentación de Carbon Free, empresa explotadora del PMGD Linares Solar de propiedad de Linares Generación, contra el CEN respecto del acto de coordinación contenido en la carta singularizada DE 05683-23, de 11 de diciembre de 2023, relativo a la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares.

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 Carbon Free de 2 de enero de 2024 y presentación complementaria de Linares Generación de 23 de febrero de 2024;
- b) Presentación del CEN de 25 de enero de 2024 y presentación complementaria de 23 de febrero de 2024;
- c) Presentación de HEASPA de 25 de enero de 2024 y presentación complementaria de 23 de febrero de 2024;
- d) Presentación de Cuenca Solar de 25 de enero de 2024 y presentación complementaria de 23 de febrero de 2024; y
- e) Presentación de Colbún de 23 de febrero de 2024.

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 8 de enero de 2024.

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 SEC, y dar publicidad a la

misma en el sitio *web* del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial Nº1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimaran necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 16 de febrero de 2024 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 17 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 Carbon Free

La discrepante señala que el CEN, el día 11 de diciembre de 2023, emitió la Carta CEN dándole respuesta desfavorable a su presentación de 28 de noviembre de 2023. Agrega que en el presente caso la diferencia con el CEN se refiere a decisiones de coordinación de la operación, asociadas a la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares. Expone que la Carta CEN, el Coordinador aprueba las conclusiones del Informe MSS, de diciembre de 2022, que le fuera encomendado a esa empresa de ingeniería por el mismo Coordinador, para evaluar la situación de congestión de la línea Chacahuín-Linares.

Acota que MSS, en su informe, concluyó que existe una "restricción operativa" asociada a la central de HEA, consistente en tener que cumplir con un determinado nivel de generación, para poder satisfacer las demandas de agua de tres asociaciones de regantes. La discrepante menciona que esa restricción operativa, a juicio de MSS, encontraría sustento jurídico en los artículos 45 y 44 literales i), j) y r), del Reglamento de la Coordinación.

Explica que recibió ese informe del CEN mediante correo electrónico de fecha 6 de enero de 2023 y presentó al CEN las observaciones al informe. Afirma que en esa presentación cuestionó tanto el análisis técnico del informe, como su fundamentación jurídica y, en definitiva, pidió al CEN que desechara sus conclusiones, y no considerara como una "restricción operativa" de la central de HEA, su necesidad de inyectar un mínimo de energía en la línea Chacahuín-Linares, pues eso perjudicaba a los PMGD que también hacen uso de parte de la instalación de transmisión.

Señala que tal requerimiento fue descartado por el Coordinador mediante la Carta CEN, contra la que discrepa. Expone que en ella el CEN señaló que el Informe MSS:

"(...) constituye un juicio experto y que el Coordinador tiene a la vista para ponderar la verosimilitud de la restricción operativa y poder, en consecuencia, resolver la programación y supervisión de la operación segura y económica de las instalaciones que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (...)"

Y agregó:

"En segundo término, lo expresado en la carta de Ref. [1] no proporciona elementos que justifiquen que el Coordinador deba cambiar o corregir la programación y

supervisión de la operación segura y económica del SEN. Dicho de otra forma, cualquier ajuste en la dirección indicada en la carta de Ref. [1], puede llevar al SEN a una operación que resulte menos segura o económica, lo que está en conflicto con las funciones del Coordinador dispuestas en la Ley".

De este modo, prosigue, el CEN respaldó el criterio contenido en el Informe MSS, afirmando que la central de HEA sí está sujeta a una "restricción operativa", consistente en la necesidad de generar un mínimo de energía para así poder cumplir con sus compromisos contractuales de riego, debiendo limitarse, en escenarios de congestión de la línea Chacahuín-Linares, a otros agentes cuyas instalaciones incidan en ella, pero no a la central de HEA, atendida su "restricción operativa".

Hace presente que esta materia se viene discutiendo desde hace tiempo entre el CEN, HEASPA y diversos PMGD que también inyectan en la línea Chacahuín-Linares. En este contexto, prosigue, fue que el CEN contrató a MSS para la elaboración del citado informe para zanjar la cuestión.

Explica que el CEN, durante el mes de noviembre de 2021, instruyó a HEASPA limitaciones diarias a la generación de su central, ya que se estaba produciendo congestión en la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares.

Agrega que, frente a lo anterior, el 29 de noviembre de 2021 HEASPA efectuó una presentación ante el CEN, en la que expuso la situación en que se encontraba. En definitiva, precisa, HEASPA planteó que la generación de su central estaría determinada por las exigencias de riego de tres asociaciones de regantes (JVRA, JVRAPS y ACM), con las que tiene contratos vigentes de uso de agua. Expone que HEASPA planteó que no puede reaccionar a una solicitud de baja de generación sin reducir el caudal entregado para el riego, lo que perjudica a los regantes. Explica que HEASPA sostiene que estaría obligada a seguir la consigna de riego definida por los regantes, e instruida por la DOH, quien construyó el embalse Ancoa y sería quien lo administra.

Añade que, con fecha 25 de mayo de 2018, HEASPA habría informado al CEN sobre estos contratos de riego, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 55 del Reglamento de la Coordinación. Agrega que HEASPA solicitó que, de acuerdo con el artículo 102 del Reglamento MGPE, en relación con sus artículos 7 c), 12 inc. 2, y con el artículo 2-14 de la NTCyO PMGD, se establecieran medidas en orden a reducir la inyección de los PMGD que tienen efecto sobre la línea señalada siguiendo los criterios dispuestos en las referidas disposiciones.

Relata que el CEN, mediante carta DE 06488-21, de fecha 30 de diciembre de 2021, dirigida a HEASPA, respondió la presentación anterior, y señaló:

"(...) informo a Ud. que las restricciones a las cuales pueda estar afecta la central Ancoa deben ser consideradas en el pronóstico de generación que su representada envía diariamente al Coordinador. Adicionalmente, solicito a Ud. incluir en dicho pronóstico el nivel de generación mínima, que conforme a las directrices que imparta las asociaciones de regantes respectivos, permitirían a su representada garantizar el

cumplimiento de los requerimientos de riego, esto para efectos de que dicha restricción sea considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real”.

Agrega que además el CEN señaló:

“[r]especto a las medidas que solicita adoptar sobre centrales PMGD, comunico a Ud. que este Coordinador está facultado para impartir instrucciones de operación a este tipo de medios de generación, en situaciones que representen un riesgo para la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

Menciona que inmediatamente después, HEA, a través de carta de fecha 4 de enero de 2022, entregó nuevos antecedentes al CEN, referidos, por una parte, a las “restricciones que imponen a HEA los respectivos convenios suscritos con las asociaciones de regantes, así como las limitaciones técnicas existentes”; y, por otra, a “los riesgos que para la seguridad se derivan de tales restricciones”.

Precisa, en cuanto a estas restricciones, que HEASPA denominó “de operación”, transcribió algunas cláusulas de los contratos que suscribió con los regantes, de las que se desprendería que son estos los que determinan los caudales que deben retirarse durante el periodo de riego, que se extiende entre octubre y mayo de cada año. Adicionalmente, continúa, HEASPA explicó al CEN que el caudal de riego se entrega mediante la descarga de sus unidades generadoras y que las instalaciones cuentan con dos válvulas por las que se puede entregar el caudal al río en situaciones puntuales, y que son la válvula DN500 y las Howell-Bunger.

Indica que HEASPA afirmó en esta carta que los convenios con regantes impondrían restricciones a la posibilidad de reducir la generación en los términos hasta ahora requeridos por el CEN, ya que según la hidroeléctrica sería imposible efectuar dichas reducciones, lo que sostiene puede conllevar situaciones que afecten la seguridad de la operación del sistema eléctrico.

La discrepante indica que el 7 de enero de 2022 fue informada por el CEN de la presentación de HEASPA del 4 de enero de ese mismo año, señalando que esa empresa había informado sobre “restricciones operativas derivadas de los acuerdos suscritos con las asociaciones de regantes usuarios de derechos de agua extraídos desde el embalse Ancoa y de los riesgos para la seguridad de las instalaciones y el abastecimiento de los clientes regulados que se alimentan desde la línea indicada en Ref.”. Además, prosigue, el CEN agregó: “Al respecto, informó que, habida cuenta de la situación antes señalada, entre las medidas previstas por este Coordinador está la de instruir a su representada aplicar reducciones de generación a los PMGD conectados a sus redes de distribución, a objeto de preservar la seguridad de servicio”, lo anterior, “en el evento que se materialice alguna restricción que imposibilite a HEA cumplir con la instrucción de reducción a la central de pasada Embalse Ancoa”. Expone que el CEN fundó su decisión en el artículo 102 del Reglamento MGPE, y en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación.

Acota que la primera limitación de inyecciones a PMGD, asociada a la congestión de la línea Chacahuín-Linares, tuvo lugar el día 11 de enero de 2022, según informara la CGED al CEN

a través de carta de esa misma fecha. En esa oportunidad, explica, se limitaron las inyecciones de tres PMGD, entre ellos, Linares Solar. Añade que, posteriormente, la CGED, el 18 de enero siguiente, a través de correo electrónico dirigido a propietarios de 14 proyectos PMGD), los puso al tanto de esta situación de restricción verificada el 11 de enero, e indicó que: "Se notifica lo anterior para que se tenga en consideración en futuras conexiones de PMGDs asociados a SE Chacahuín".

Frente al escenario descrito, la discrepante expone que, junto a otros PMGD también conectados a la S/E Chacahuín, consultaron a la CGED sobre la aplicación de la carta del CEN que determinaba la limitación de inyecciones de dichos PMGD, si así era necesario para atender debidamente las "restricciones" de la central de HEA. Frente a esas consultas, prosigue, la CGED respondió a través de carta de 27 de enero de 2022. Explica que en esa carta esta distribuidora dio cuenta de las limitaciones de generación aplicadas a esos PMGD, de las prorratas correspondientes. Agrega que en la carta también se indica que para los PMGD conectados a esta subestación, Ciprés (9MW), Linares (9 MW) y Ballica (6 MW), las prorratas serán de 37,5% para las dos primeras y de 25% para la última.

Relata que posteriormente el CEN, en su carta de 1 de junio de 2022, explicitó este criterio de la prorrata según potencia instalada de los PMGD. Añade que esta carta fue dirigida a la CGED, a propósito de otro PMGD, Catitas, conectado a un alimentador abastecido desde la S/E Chacahuín).

Explica que el 12 de julio de 2022 decidió pedir información tanto al CEN como a la CNE, relacionada con las limitaciones de inyección indicadas, incluyendo en su petición información técnica administrativa sobre estas limitaciones de inyección, copias de contratos con los regantes e información sobre una de las válvulas de la central de HEA. Señala que ni el CEN ni la CNE dieron respuesta a estas solicitudes.

Posteriormente, puntualiza, el 14 de octubre de 2022, la CGED envió una carta a cuatro titulares de PMGD asociados a la línea Chacahuín-Linares, refiriendo la historia reciente sobre limitaciones aplicadas por el CEN, y agregando que se habían definido los límites de inyección para esos PMGD, correspondiendo en cada caso a 4 MW.

Relata que el mismo 14 de octubre de 2022, HEASPA envió una carta al CEN, en que hizo referencia a "las recientes instrucciones recibidas de vuestro Centro de Despacho ("CDC"), en relación con la Central Hidroeléctrica Embalse Ancoa ("HEA"), y los rechazos de las limitaciones de generación ingresadas por HEA identificadas con los N°s (...), del pasado 14 de octubre de 2002 (sic)". Luego, expone, que a HEASPA se le habría indicado desde el CEN, telefónicamente, ese mismo 14 de octubre, que eran los PMGD quienes tenían prioridad en escenarios de congestión, y que en esa medida el operador del CEN, como la misma HEASPA señala, "solicitó a HEA reducir la generación al mínimo técnico por congestión de la línea lo más pronto posible, para evitar que las protecciones actúen".

Agrega que el CEN, a través de su carta DE 05096-22, de 20 de octubre de 2022, respondió esta carta de HEASPA. Menciona que, en su respuesta, en primer lugar el CEN le reprochó a HEASPA no haber proporcionado los antecedentes que le pidiera, relacionados con la

justificación de los requerimientos de riego, y con la supuesta imposibilidad de satisfacer dichos requerimientos a través de medios alternativos, concluyendo que:

"[e]n vista de lo expuesto, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 45 del DS125/2017, que exige que las limitaciones informadas deben estar debidamente justificadas, por intermedio de la presente informo a Ud. que este Coordinador procederá a recabar en terreno, antecedentes asociados a las restricciones informadas que estarían afectando a la Central Embalse Ancoa".

Señala que el CEN, a fin de cumplir con esa gestión anunciada, de "recabar en terreno" antecedentes para así decidir si estaban justificadas las restricciones operativas alegadas por HEASPA, contrató los servicios de MSS, la que en diciembre de 2022 emitió el informe correspondiente titulado "Visita Central Hidroeléctrica Embalse Ancoa".

Para la discrepante el Informe MSS sería crucial ya que contiene el resultado de la gestión de la visita a terreno anunciada por el CEN que permitiría zanjar la cuestión sobre la justificación de las restricciones operativas de la central de HEA. Agrega que sería crucial también, a los efectos de esta discrepancia, ya que Linares Generación cuestionó sus conclusiones, mediante una carta ingresada al CEN, procediendo acto seguido el Coordinador a defender expresamente el citado informe, a través la carta discrepada de 11 de diciembre de 2023. Indica que para el CEN el informe de MSS "constituye un juicio experto y que el Coordinador tiene a la vista para ponderar la verosimilitud de la restricción operativa y poder, en consecuencia, resolver la programación y supervisión de la operación segura y económica de las instalaciones (...)".

Explica que a través del Informe MSS se cumplió con el encargo efectuado por el CEN mediante su documento "Especificación de Servicios Requeridos por Restricción Operativa de CH Embalse Ancoa". Agrega que ese encargo en palabras de MSS:

"(...) consiste básicamente en verificar si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893, tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda. e Hidroeléctrica Ancoa SpA".

La discrepante afirma no haber tenido acceso al documento IL 202200001893 indicado, pero sí conoce la posición de HEASPA sobre la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares, que en síntesis consiste en que no debería verse la central de HEA expuesta a limitaciones de generación asociadas a dicha congestión, por impedírsele la necesidad de respetar los compromisos asumidos con determinados regantes, que la obligan a generar una cantidad mínima de energía. Expone que el cumplimiento de esos compromisos determinaría, en definitiva, una restricción operativa para esa central, que la obligaría a operar con un nivel mínimo de generación de electricidad; y si ese nivel de generación contribuye a la congestión de la línea Chacahuín-Linares -plantea HEASPA-, quienes deberían ver reducida su generación serían los PMGD asociados a ésta.

Indica que el informe plantea, en síntesis, que el origen del problema sometido a su análisis "es de naturaleza eléctrica, porque pone en riesgo la estabilidad y/o seguridad en líneas del Sistema Eléctrico. Según lo indicado por el Coordinador (...), existe el riesgo de calentamiento en algunos conductores de la energía eléctrica que les obliga a variar la potencia de las unidades de la Hidráulica Embalse Ancoa...". Y, prosigue, constatando el "origen del problema", el consultor MSS enseguida sugiere una solución a dicho problema: "la solución final a esta problemática se debe buscar en el campo de la ingeniería eléctrica, como por ejemplo, reemplazando o reforzando líneas de transmisión zonal y sus elementos asociados".

Por otra parte, agrega, el informe se refiere a la situación de inestabilidad hidráulica a que se ven expuestos los denominados "regantes" cuando HEASPA se ve obligada a cumplir las instrucciones del CEN, intradiarias, en los casos en que estas implican una variación del nivel de generación eléctrica de la central de HEA. En este sentido, expone, según MSS:

"(...) Llegamos al convencimiento de que los problemas de estabilidad hidráulica de las aguas para riego son reales y se producen, no por la mala operación de las turbinas o de la operación de las Válvulas de Chorro Hueco, sino por las fluctuaciones del caudal que entrega las turbinas debido a los cambios de potencia indicados por el Coordinador (...) y por la poca flexibilidad que existe para ajustar los caudales en tiempos aceptables".

Relata que el informe señala que este actuar del CEN, consistente en "indicar cambios de potencia" al coordinado HEASPA, "atenta con la entrega de caudal en forma ininterrumpida en condiciones de calidad y volumen, como se señala en el Contrato vigente entre las Asociaciones de Regantes y la Hidráulica Embalse Ancoa (HEA)".

La discrepante indica que el Informe MSS expresa que: "surge una controversia puesto que hay dos premisas que se deben cumplir. Primero, la generación indicada por el Coordinador y segundo, la entrega de agua para riego sin interrupciones indicadas por los regantes. Ambas situaciones están establecidas por un Reglamento y por un Contrato vigentes a la fecha".

Agrega que MSS, asimismo, constata que "...el proyecto adolece de un diseño adecuado para cumplir cabalmente su cometido...", y explica en detalle en qué consiste este problema de diseño de la central de HEA, que se relaciona con el medidor de caudal, o caudalímetro, que MSS indica es incapaz de entregar en este caso valores confiables. A mayor abundamiento, prosigue, también MSS constata la existencia de dificultades relacionadas con "los medios de comunicación y las distancias entre los puntos de interacción para lograr ajustar los requerimientos de riego solicitado. Todo esto da como resultado perturbaciones hidráulicas que afectan a los Regantes". Es decir, precisa, de acuerdo con MSS, la problemática relacionada con la operación de la central de HEA tiene también su origen, en parte, en errores de diseño de esta, y en dificultades asociadas a comunicaciones y distancia.

Agrega que el Informe MSS llega a la conclusión de que sí procede una restricción operativa en favor de la central de HEA, que permita cumplir con los compromisos con los regantes, y funda esa conclusión en el artículo 44, letras i), j) y r), y en el artículo 45, del Reglamento de la Coordinación.

Respecto del informe, la discrepante señala que el análisis realizado por MSS, desde el punto de vista eléctrico, es superficial y deficiente. En efecto, prosigue, estima insuficiente que, constatando MSS que el "origen del problema" es eléctrico (congestión -o "calentamiento"- de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares), el informe ni siquiera haga una referencia al hecho de que, además de HEA, existen otros generadores (PMGD) cuyas inyecciones aguas abajo impactan en la congestión de la línea, y que tienen el mismo derecho a operar en el sistema eléctrico a plena capacidad. Agrega que el informe no se hace cargo de esta cuestión básica, con un análisis muy acotado y segmentado, concluye que no puede limitarse la generación de la central de HEA (para no afectar a los regantes), lo que podría hacer concluir que los PMGD sí podrían ser limitados por el CEN, con las negativas consecuencias económicas que eso acarrearía para ellos.

Añade que el informe plantea que la solución al problema estaría dada por el reemplazo o reforzamiento de la línea que se congestiona, pero no ofrece alguna alternativa mientras no se materialice esa solución técnica, alternativa que podría consistir en limitar no solamente la inyección de los PMGD, sino también la de la propia central de HEA.

Enseguida explica que MSS entregó como único fundamento jurídico para concluir que corresponde mantener la "restricción operativa" en favor de la central de HEA, los artículos 44, letras i), j) y r), y 45 del reglamento ya citado (los que transcribe) sin un ulterior análisis.

A ese respecto, la discrepante señala que, tratándose del artículo 44, letras i) y j), difiere de MSS y discrepa del criterio que el CEN habría avalado en su respuesta, en cuanto a que tales normas puedan justificar una "restricción operativa" en favor de la central de HEA consistente en inyectar un mínimo de energía, que permita dar cumplimiento a sus compromisos con regantes.

Para la empresa las letras i) y j) del artículo 44 establecen que el CEN, para programar la operación, debe considerar, respectivamente, los "convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados" y las "restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para es generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador".

Según la discrepante estas letras i) y j) están íntimamente vinculadas. Por una parte, indica, el CEN debe considerar los convenios vigentes de uso de agua que le hayan sido informados (letra i), y, por otra, debe considerar las restricciones, acuerdos operativos y convenios de uso, "adicionales a los convenios" de la letra i), "que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas".

Por lo tanto, en su opinión, no cualquier tipo de convenio de uso de agua, ni cualquier restricción, ni cualquier acuerdo operativo, son los que interesan a estas letras i) y j) del artículo 44, sino solamente aquéllos que puedan "afectar la disponibilidad de agua". Efectivamente, precisa, el CEN, para programar la operación, debe saber con qué recursos cuenta, y en ese sentido es que debe estar al tanto de todo convenio que pueda afectar la disponibilidad de agua de las centrales hidráulicas. Explica que solamente conociendo esos

convenios es que el CEN sabrá de cuánto recurso hídrico dispone cada central, y así sabrá cuánta energía podrá generar y entregar al sistema.

Añade que, en cuanto a estos convenios que pueden "afectar la disponibilidad de agua", el Reglamento de la Coordinación los contempla no solamente en el mencionado artículo 44, sino también en otras normas. Pero, prosigue, como se observa de estas normas, ellas se refieren a un escenario distinto al de este caso. Según la empresa, al regulador, en las normas antedichas, solamente le interesan estos convenios en la medida que puedan afectar la disponibilidad del recurso hídrico y que puedan implicar un déficit de generación. Para la discrepante de ninguna de estas normas podría desprenderse que establecen alguna necesidad de considerar una generación mínima atendidas las obligaciones contractuales privadas de riego de las centrales hidráulicas.

Acota que las conclusiones anteriores, esto es, que los convenios de uso de agua interesan al CEN, para efectos de la programación, únicamente en la medida que ellos afecten la disponibilidad de agua en cuanto recurso primario, a su juicio se confirman si se atiende a otros literales del mismo artículo 44, de los que asimismo aparece que lo que interesa al CEN, para efectos de la programación, es la disponibilidad o falta de disponibilidad de recursos.

Así, expone, la letra a) de dicho artículo señala que el CEN considerará, para la programación de la operación, la "Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica"; la letra k) del mismo artículo señala que considerará el "Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas"; la letra p) también de ese artículo, que considerará "Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación afectando su operación o disponibilidad"; y, finalmente, la letra s), que considerará las "Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca".

Para la discrepante se confirma de este modo que lo que debe interesar al CEN, para la programación de la operación, es si existen o no recursos e instalaciones disponibles y suficientes para la satisfacción de las necesidades energéticas del sistema. Al contrario, añade, no debe interesar al CEN, para la programación de la operación, los niveles de generación mínimos acordados privadamente entre una hidráulica y determinados regantes.

Enseguida, precisa, para fundar jurídicamente su informe, MSS también citó la letra r) del mismo artículo 44 y el 45 ya mencionados. Expone que la primera de esas normas indica que el CEN, para la programación de la operación, considerará las "características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas", y el artículo 45, en su inciso primero, repite lo anterior, agregando los siguientes ejemplos de "características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación": "tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras".

Para la discrepante las expresiones "características técnicas de las instalaciones" y "limitaciones o restricciones operativas de las instalaciones", de que se sirven los artículos 44

r) y 45, parecen referirse a las instalaciones mismas, y no a algo como "limitaciones o restricciones contractuales". Efectivamente, prosigue, los ejemplos que da el inciso primero del citado artículo 45 refieren a características técnicas de instalaciones o los equipos de generación, y no a condicionamientos contractuales.

Sobre el vínculo entre HEASPA y las asociaciones de riego la discrepante afirma que sería crucial tenerlo en cuenta para una comprensión global de la situación relacionada con la congestión de la línea Chacahuín-Linares.

La empresa declara haber tenido a la vista el "[c]ontrato de promesa de usufructo de derecho de aprovechamiento no consuntivo de aguas y promesa de usufructo y servidumbre de inmueble e instalaciones", de 21 de agosto de 2013, suscrito entre EAL y HEASPA ("primer contrato"); y, también, dice haber tenido a la vista los tres contratos de "uso de aguas", suscritos entre EAL y cada una de las tres asociaciones de riego¹, por una parte, y HEASPA, por la otra, también de 21 de agosto de 2013 ("segundos contratos").

Según la discrepante, HEASPA ha planteado en el presente caso que tiene ineludibles compromisos de riego con tres asociaciones, que la obligan a utilizar un determinado caudal de agua para la generación eléctrica, y así, a generar un determinado volumen mínimo de energía. Sin embargo, prosigue, lo que habría omitido es que tales asociaciones, a la luz de los contratos indicados, tienen no solo intereses de riego, sino también intereses económicos asociados a la generación eléctrica de la central de HEA.

En efecto, destaca que, de acuerdo con estos contratos, EAL es la actual administradora y propietaria del embalse Ancoa, y los tres socios que conforman dicha empresa son, precisamente, las tres asociaciones de regantes ya indicadas. En definitiva, afirma, estas asociaciones, como socios propietarios y administradores del embalse, constituyeron onerosamente en favor de HEASPA el usufructo del derecho de aprovechamiento de aguas, el usufructo y servidumbres asociados al embalse Ancoa (primer contrato) y, también, individualmente cada una de esas asociaciones, constituyó onerosamente en favor de HEASPA el uso de las aguas (segundos contratos), a fin de que HEASPA desarrollara el negocio de generación eléctrica a través de la central de HEA, obligándose dicha empresa a restituirles el mismo caudal de agua utilizado para la generación (que destinan al riego), y a pagarles un precio por tales usufructos, servidumbre y uso de agua. Acota que dicho precio está directamente relacionado con la cantidad de energía que la central de HEA genere, y que sumando todos los precios establecidos tanto en el primer contrato como en los segundos contratos, se obtiene como resultado que HEASPA paga a EAL y a las asociaciones, cada mes, el 15,75% de su facturación total neta por ventas de energía, potencia, atributos de energía renovable no convencional y bonos de carbono.

¹ Asociación Canal del Melado, Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Junta de Vigilancia del Río Achibueno Primera Sección.

Menciona, a mayor abundamiento, que en los contratos correspondientes a la JVRAPS y a la ACM, se modificaron los estatutos de esas asociaciones, con el objeto de incorporar en sus giros el negocio de la generación hidroeléctrica. Carbon Free afirma que a estas asociaciones no solo les interesa el riego, sino también la generación eléctrica, y no solamente la de la central de HEA, sino también, eventualmente, la propia. En relación con esto último, precisa que desconoce si actualmente estas asociaciones desarrollan el negocio de la generación hidroeléctrica, pero podrían hacerlo, de acuerdo con sus estatutos modificados. Añade que también desconoce si el agua que les restituye HEASPA se usa exclusivamente para su riego, o bien, para sus propios negocios de generación.

Carbon Free agrega que para el CEN el cumplimiento de contratos de uso de agua con regantes calza con la noción de "restricción operativa", por lo que este organismo declara que sí considerará tal restricción en la programación de la operación, es decir, considerará la generación mínima que le permite a HEASPA cumplir con los contratos suscritos con los regantes. Sin embargo, expresa, con esa figura, se presenta el siguiente "incentivo perverso": mientras más agua esas asociaciones de riego le ordenen a HEASPA inyectar, mayor será la generación de la central, por lo que los regantes recibirán un mayor precio, y el agua asociada a esa generación podrá ser utilizada no solo para satisfacer necesidades de riego, sino también, eventualmente, para otros negocios de generación.

En presentación complementaria, Linares Generación señala que en la Audiencia Pública se solicitó que profundizara, por escrito, en la interpretación de la noción "convenio de riego que afecta la disponibilidad del recurso hídrico". Lo anterior, prosigue, porque, a juicio de uno de los panelistas podría estimarse que un convenio de riego "afecta la disponibilidad" del recurso hídrico tanto si determina que exista abundancia o escasez de ese recurso.

Aclara que, en este sentido, la interpretación que sostiene de esta noción es una en que se entiende que el convenio determina que el recurso primario agua falte, escasee, no esté disponible, para efectos de la generación eléctrica, y, en consecuencia, para efectos de la programación de la operación del SEN.

Linares Generación basa su interpretación en lo que considera el sentido natural y obvio de las palabras "afecta y "disponibilidad" y el uso que se debe dar en las disposiciones en que tales vocablos se utilizan. Al respecto menciona los artículos 44, 55, y 67 del Reglamento de la Coordinación que se refieren a los convenios de riego, o de uso de agua "que afectan la disponibilidad del recurso hídrico".

Para la discrepante un convenio de riego entre una central hidroeléctrica y un regante, que afecte la disponibilidad de agua, y así, condicione la programación del CEN, sería, por ejemplo, uno en que se estableciera que durante todo enero una central cualquiera debe destinar el agua que utiliza, exclusivamente, o en un 80%, o en un 50%, a las necesidades de riego del regante, y no a la generación hidroeléctrica. Esa sería, en su opinión, la información que necesita el CEN para poder programar la operación en enero según los artículos 44 letra j y 55, y para pronosticar la generación de acuerdo con lo señalado en el artículo 67, todos del Reglamento de la Coordinación. Carbon Free sostiene que el CEN debe saber que, en el

contexto del ejemplo, que en enero, en virtud de ese convenio que menoscaba la disponibilidad del recurso primario agua, esa central podrá entregar solamente el 50% de la energía, o el 20%, o nada.

Según la empresa en el Reglamento de la Coordinación hay múltiples alusiones, no a la noción de "convenios que afectan la disponibilidad del recurso hídrico", pero sí a las de "disponibilidad" e "indisponibilidad" de recursos o capacidad. En su opinión, de todas esas normas aparece que el recurso que está disponible es el que puede utilizarse, y el que está indisponible, no. Es decir, agrega, el mismo sentido natural y obvio que entrega el diccionario de la Real Academia Española para esa expresión. Cita diversos ejemplos de artículos de la LGSE tales como: 72-2 (disponibilidad de los coordinados); 72-5 (capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados); 72-8 (stock de combustible disponible para generación); 72-20 (compensaciones por indisponibilidad de suministro); 74 (esta norma, que entrega la "Definición de Sistema de Transmisión Nacional", habla de "diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación"; 80 (capacidad técnica disponible); 87 (la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando, en primer lugar "a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;..." Finalmente, cita el artículo 225 y) de la LGSE que, a su parecer, entrega más claridad aún: "Artículo 225º.- Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por: (...) y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas".

Para Linares Generación las citas anteriores serían solamente algunos ejemplos de normas de la LGSE que se refieren a la "disponibilidad", o "indisponibilidad", siempre en el mismo sentido en que a su juicio se ha expresado el regulador en el Reglamento de la Coordinación al utilizar esa palabra. En esa medida, agrega, que a la luz del reglamento citado siempre deberá entenderse la expresión "disponibilidad" como "posibilidad, o no, de ser utilizado", y la noción "afectación de la disponibilidad", como "menoscabo en la posibilidad de utilizar".

En ese contexto, explica, los contratos suscritos entre HEASPA y las tres asociaciones no menoscaban la posibilidad de HEASPA de utilizar el recurso primario agua, y por eso no debieran ser considerados para efectos de la programación de la operación del SEN. Señala que se trata de contratos onerosos privados de uso de agua suscritos entre esas partes, contratos que por sus particularidades no interesan a la regulación pública eléctrica.

Enseguida, y respecto de la presentación efectuada por el CEN en la Audiencia Pública, la discrepante precisa que no sería efectivo que haya pedido en su escrito que, frente a la congestión de la línea Chacahuín-Linares, se reduzca la inyección de la central de HEA "hasta alcanzar su mínimo técnico o, incluso, si es necesario, retirarla de servicio". Al contrario, agrega, en ese escrito se pidió que frente a futuros escenarios de congestión de esa línea, la

asignación de limitaciones entre los distintos agentes involucrados (entre ellos, la central de HEA) se efectúe siguiendo las reglas generales del artículo 45, inciso segundo del Reglamento de la Coordinación.

Añade que también sería falso que haya pedido al CEN que establezca que "la inyección de los PMGD es inamovible y que a las exigencias de riego no son parte del sistema eléctrico". Señala haber dicho que los PMGD también deben ser restringidos, pero de manera proporcional como lo dispone la normativa.

Enseguida, la discrepante rebate lo sostenido por HEASPA en la Audiencia Pública en el sentido de que sus peticiones serían inespecíficas. Frente a lo anterior, acota, que sus dos peticiones fueron específicas y vinculadas con un acto concreto de coordinación. Efectivamente, prosigue, por una parte se pidió no considerar como restricción operativa de la central de HEA la necesidad de cumplir con los compromisos contractuales privados suscritos con tres asociaciones determinadas, y se pidió también que frente a futuras congestiones de la línea Chacahuín-Linares se emplee la regla del artículo 45, inciso segundo del Reglamento de la Coordinación. También precisa que la discrepancia se dirigió contra la Carta CEN, en la que este organismo dio a conocer su decisión de considerar como restricción operativa de la central de HEA la necesidad de esta central de cumplir con los contratos suscritos con las tres asociaciones indicadas.

La empresa también rebate lo expresado por HEASPA en el sentido de que no habría cuestionado el Informe MSS desde un punto de vista técnico. Al respecto, la discrepante declara haberlo hecho en un capítulo especialmente dedicado a la materia.

Por lo anteriormente expuesto, la discrepante solicita al Panel:

"(...) en primer lugar, que no puede considerarse (tal como hiciera el Coordinador en su carta DE 05683-23, de 11 de diciembre de 2023, respaldando expresamente el informe de MSS Ingeniería Construcción y Montaje SpA) como 'restricción operativa' de la Central HEA, su necesidad de cumplir con compromisos contractuales privados que mantiene con las asociaciones de riego Junta de Vigilancia del Río Ancoa, Junta de Vigilancia del Río Achibueno y Asociación de Canalistas del Canal Melado".

Y,

"En segundo lugar, para el caso que el Honorable Panel acceda a la petición anterior, pedimos que consecuentemente confirme que frente a algún escenario futuro de congestión de la línea 1 x 66 kV Chacahuín-Linares, la asignación de limitaciones de generación entre los distintos agentes involucrados debiera efectuarse siguiendo las reglas generales, establecidas en el artículo 45, inciso 2º, del Decreto N°125".

2.2. Presentación del CEN

El Coordinador inicia su presentación señalando que el abastecimiento de los consumos regulados desde las SS/EE Chacahuín y Panimávida depende de la línea 1x66kV Chacahuín-Linares.

Indica que la generación de los PMGD solares conectados a los alimentadores de ambas subestaciones ha invertido los flujos de sus transformadores durante el día, y que a eso se suma el aumento estacional, durante la temporada de riego, de la producción de la central de HEA. Expone que la inyección de estas centrales hace que los flujos sean hacia la S/E Linares en el horario solar de la temporada estival, lo que ocasiona una limitación por la capacidad térmica de la línea o el ajuste de la protección de sobrecorriente del paño B3 de la S/E Linares.

El CEN incluye la siguiente figura con el unilíneal de la zona de las centrales y la S/E Linares.

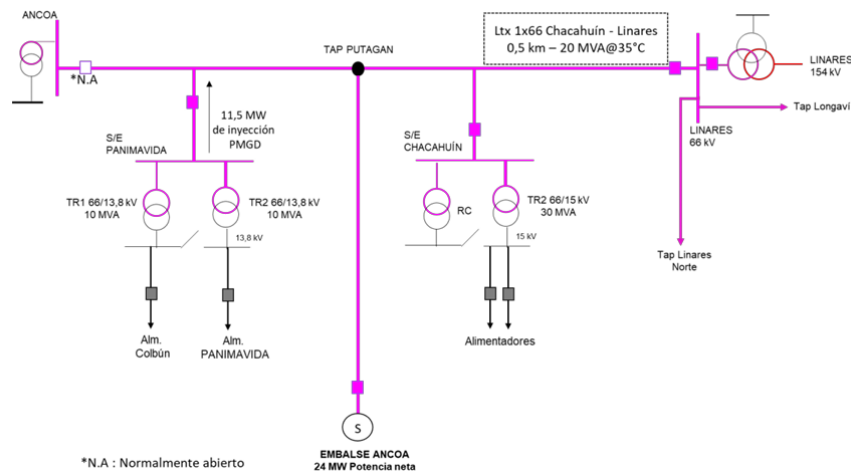


Figura: S/E Chacahuín y línea adyacente que la conecta al sistema de transmisión

El CEN indica que el día 14 de noviembre de 2021 se produjo la interrupción forzada por la operación de las protecciones de la línea de 66 kV Linares-Chacahuín, con la pérdida de los consumos de las SS/EE Panimávida y Chacahuín, según consta en el IF 2021003139. Al momento de la falla, continúa, los excedentes de generación al sistema zonal desde ambas subestaciones eran del orden de 11 MW y los de la central de HEA alcanzaban a 20 MW. Expone que se instruyeron ajustes en la generación de la central de HEA para asegurar que la capacidad de la línea no se viera excedida.

El CEN indica que, con fecha 29 de noviembre de 2021, el titular de la central de HEA señaló que las instrucciones diarias de reducción de generación estaban afectando el caudal de riego de las asociaciones de regantes (JVRA, JVRAPS y ACM). Agrega que la empresa invocó el artículo 102 del Reglamento MGPE y solicitó establecer medidas para las distribuidoras y los PMGD de manera de reducir sus excedentes al sistema zonal. Finalmente, continúa, HEASPA solicitó considerar lo dispuesto por el artículo 2-15, literal d), de la NTCyO PMGD, para la gestión de congestiones.

Posteriormente, continúa, el 30 de diciembre de 2021, el CEN solicitó a HEASPA que las restricciones a las que puede estar sujeta su generación deben ser informadas en sus pronósticos, incorporando los niveles mínimos de generación que, conforme a los

requerimientos de riego, le permitan cumplir con esas exigencias. Esto para incorporar la restricción a la programación y a la operación en tiempo real. Respecto de las medidas solicitadas por HEASPA, el CEN indicó que se encuentra facultado para impartir las instrucciones de operación necesarias, máxime si se presenta un riesgo para la seguridad del sistema.

Posteriormente, prosigue, el 4 de enero de 2022, HEASPA acompañó antecedentes de la restricción de su central respecto de los convenios suscritos con los regantes, las limitaciones técnicas existentes y los riesgos para la seguridad que se derivan de esas restricciones. Esto, prosigue, con el propósito de que el CEN aplique las disposiciones que correspondan e instruya la reducción de la inyección de excedentes de parte de los PMGD.

El CEN indica que el 7 de enero de 2022 informó a las empresas distribuidoras CGED (S/E Chacahuín) y LuzLinares (S/E Panimávida), que dadas las restricciones operativas derivadas del cumplimiento de las obligaciones de riego, conforme con los acuerdos suscritos con las asociaciones de regantes usuarios de las aguas evacuadas desde el embalse Ancoa y las limitaciones en la línea de 66 kV Chacahuín-Linares, aplicaría reducciones de generación a los PMGD conectados a las redes de distribución con el objetivo de preservar la seguridad del servicio.

Señala que informó a CGED y LuzLinares que las reducciones serían instruidas si se materializaba alguna restricción que impidiera a la central de HEA modificar su generación para el debido control de la transferencia del tramo en cuestión. Agrega que la citada comunicación fue enviada en copia a las empresas PMGD de la zona: Hidroeléctrica Roblería SpA, Los Libertadores Solar SpA, Ciprés SpA y Linares Generación SpA.

Continúa señalando que el 11 de enero de 2022, HEASPA ingresó un informe de limitación (IL 2022000063) con un monto mínimo a generar, declarando la imposibilidad de gestionar las reducciones conforme a lo descrito en sus comunicaciones. El informe de limitación se actualizó según los requerimientos de riego exigidos a la central.

Enseguida, el CEN relata que el día 26 de enero de 2022 se produjo una falla de la segunda unidad de la central de HEA, dejándola indisponible hasta octubre de 2022, lo que se describiría en el informe de falla de fecha 3 de octubre de 2022. Señala que a través del informe de limitación IL 2022000192, de fecha 1 de febrero de 2022, la empresa formalizó el cambio en su generación a 11 MW (que incluía solo a la unidad U1) como nivel mínimo nivel para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de riego.

El CEN indica que con fecha 7 septiembre de 2022 solicitó información de los convenios suscritos por HEASPA y las asociaciones de regantes para dar respuesta a solicitudes realizadas por Ciprés SpA. Explica que esta última solicitud se justificaría porque HEASPA calificó como confidencial la información de los convenios de riego. En tal sentido, señala que solicitó la autorización de HEASPA para poder entregar a terceros la información de los convenios y en su defecto una versión publicable de la misma.

Continúa indicando que también solicitó información de la válvula Howell-Bunger y que HEASPA “explique cuáles son los compromisos ineludibles de la Central que la obligan a pasar por sus turbinas toda el agua que sus regantes requieren, generando a plena”.

Señala que HEASPA respondió el 12 de septiembre, indicando que para el caso de los convenios de riego:

“(…) de acuerdo con lo establecido en el art. 212-2, inc. 3º, de la Ley General de Servicios Eléctricos, en relación con el art.34 del D.S. Nº52, de 2017, de Energía, venimos en oponernos a la entrega de la información solicitada, por cuanto con ello se pueden afectar derechos comerciales y económicos de HEA y de terceros. En efecto, los acuerdos solicitados contienen diversas especificaciones que constituyen las condiciones comerciales y económicas de los mismos, como volúmenes de operación, precios por los derechos de uso de agua a que se refieren, así como las condiciones pactadas entre las partes para su eficacia. La publicidad de tales aspectos puede afectar gravemente la posición comercial de HEA en el mercado, al poner en conocimiento de los demás operadores del mercado tales condiciones, degradando con ello la posición negociadora de mi representada. Adicionalmente, debemos destacar que los acuerdos solicitados son contratos suscritos con terceras personas, quienes no han sido consultados al respecto y que igualmente contienen información comercial y económica de los mismos”.

El CEN afirma que respecto de las solicitudes asociadas a la forma de restituir el riego, es decir en relación con la válvula Howell-Bunger y a la necesidad de entregar el riego a través del caudal turbinado por las unidades generadoras, HEASPA se limitó a señalar que se debía remitir a lo ya informado anteriormente.

Continúa indicando que, dada la forma en que se cumplieron las entregas de riego luego del siniestro de la segunda unidad de la central de HEA y la respuesta del 12 de septiembre, no contaba con suficiente información para entender la limitación informada por HEASPA. En tal sentido, el CEN señala que a partir del 14 de octubre de 2022, controló la transferencia de la línea 66 kV Chacahuín-Linares solicitando modificaciones de generación a la central de HEA.

Expone que HEASPA respondió a las mencionadas instrucciones reiterando lo expresado en sus comunicaciones anteriores y solicitando la revisión de las medidas adoptadas. Agrega que posteriormente, con fecha 20 de octubre de 2022, el CEN indicó a HEASPA lo siguiente:

“(…) este Coordinador solicitó a su representada proporcionar los antecedentes que justificaban la forma en la que se cumpliría con los requerimientos de riego, particularmente en cantidad y oportunidad. Esto, luego del siniestro que afectó a la unidad 2 de la central Embalse Ancoa, situación que dejó en evidencia que su representada pudo tomar acciones para poder cumplir con las restricciones de riego, ante una limitación técnica como es la indisponibilidad de una de sus unidades generadoras, con la consiguiente reducción de la inyección de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional y los flujos por la línea 66 kV Chacahuín-Linares” y que por el otro, se le señaló a HEASPA “su representada respondió al Coordinador sin

proporcionar antecedentes que justificaran lo solicitado, es decir los motivos que impiden poder cumplir con los compromisos de riego mediante el uso de los medios alternativos dispuestos, en particular en caso de existir una indisponibilidad forzada de una de las unidades de la Central Embalse Ancoa”.

El CEN también señaló:

“(…) de acuerdo con lo indicado en el Artículo 45 del DS125/2017, que exige que las limitaciones informadas deben estar debidamente justificadas, por intermedio de la presente informo a Ud. que este Coordinador procederá a recabar en terreno, antecedentes asociados a las restricciones informadas que estarían afectando a la Central Embalse Ancoa”.

En cumplimiento de lo señalado, el CEN indica que contrató un consultor con conocimientos en operación de obras hidráulicas, con el fin de validar la restricción operativa de central HEA. En particular, señala que contrató los servicios de la consultora MSS para que, en base a su experiencia y conocimiento, informara “si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893, tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al “Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa”.

Enseguida el CEN hace referencia a los siguientes extractos del informe del consultor:

“Luego de analizar la problemática y de conocer los hechos por información de personas involucradas en el tema en cuestión, llegamos al convencimiento de que los problemas de estabilidad hidráulica de las aguas para riego son reales y se producen, no por la mala operación de las turbinas o de la operación de las Válvulas de Chorro Hueco, sino por las fluctuaciones del caudal que entrega las turbinas debido a los cambios de potencia indicados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y por la poca flexibilidad que existe para ajustar los caudales en tiempos aceptables”.

“Las razones invocadas por la Hidráulica Embalse Ancoa (HEA) para solicitar Limitaciones a la Generación es real y se ajusta a los hechos acontecidos en el último tiempo. No está dentro de la competencia de la Hidráulica Embalse Ancoa mejorar el sistema de entrega a riego tal cual esta la instalación existente” [sic].

“El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) haciendo uso de las facultades que le otorga el “Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, le asigna una operación intradiaria que genera perturbaciones hidráulicas a los Regantes. Esto atenta con la entrega de caudal en forma ininterrumpida en condiciones de calidad y volumen, como se señala en el Contrato vigente entre las Asociaciones de Regantes y la Hidráulica Embalse Ancoa (HEA)” [sic].

Del texto, el CEN concluye que la restricción de riego existe y que no se tiene un mecanismo alternativo para que la central de HEA reduzca su generación en tiempo real y, a la vez, entregue a los regantes los volúmenes de agua acordados en tiempo y oportunidad.

El CEN indica que la empresa objeta el contenido de la Carta CEN, en la que responde a las observaciones de la empresa respecto del Informe MSS. En particular, señala que la discrepante sostendría que dicho informe tendría un análisis técnico insuficiente y fundamentos jurídicos errados y que el CEN debiera interesarse únicamente en “si existen o no recursos e instalaciones disponibles y suficientes para la satisfacción de las necesidades energéticas del sistema. Al contrario, no debe interesar al CEN, para la programación de la operación, los niveles de generación mínimos acordados privadamente entre una central hidráulica y determinados regantes; ninguna norma, al menos, establece algo como eso, probablemente porque no es rol del Coordinador garantizar el cumplimiento de contratos entre privados, sino que hacerse cargo de la función pública consistente en coordinar el sistema eléctrico nacional”.

El CEN indica que las empresas coordinadas están obligadas a “proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que requiera para el cumplimiento de sus funciones” (art. 72-2, LGSE). En tal sentido, indica que la información que reúne se asume como cierta.

Respecto del caso de HEASPA, el CEN señala haber registrado una diferencia entre la información prevista y la observada en relación con las entregas a riego, en particular cuando se registró un siniestro de una de las unidades generadoras de dicha central. Indica que la evidencia mostró que, frente a la contingencia, se pudo cumplir con las entregas a riego a través de la válvula que habilita el vertimiento, situación que no habría estado prevista originalmente. De esta forma, continúa, dada la posibilidad de que la central de HEA contara con un mecanismo alternativo que le permitiera cumplir permanentemente con las entregas de riego, gestionó una verificación de la situación con un experto en la materia.

Señala que el Informe MSS muestra que la utilización de la válvula que habilita el vertimiento es excepcional y obedece al compromiso con las entregas a riego, en los momentos en que la central se encuentra siniestrada, encontrándose la regulación de dicha válvula bajo competencia de la DOH, no siendo posible ajustar su uso en tiempo real. Sin embargo, continúa, una vez en régimen, la excepción desaparece y la central de HEA debe sujetar la generación para cumplir las entregas para riego, sin interrupciones ni variaciones, es decir, en tiempo y oportunidad.

En ese contexto, prosigue, se pudo constatar que la “restricción” de la central de HEA, bajo la cual ese caudal puede ser gestionado y utilizado a favor de la operación segura y económica del SEN, se verificaban en la realidad.

El CEN indica que el Informe MSS y la modelación de la restricción de los convenios de riego de HEASPA fueron compartidos el 6 de enero de 2023, previo a la carta discrepada del 28 de noviembre de 2023. Es decir, continúa, el acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones habría ocurrido a comienzos de 2023 y no a finales como pretendería la discrepante. Indica que para la discrepante era conocido que el CEN no desestimó la “restricción operativa” de la central de HEA proveniente de los convenios de riego. Por lo tanto, prosigue, conforme a la normativa

vigente, la programación y la operación del SEN siempre consideraron una inyección mínima de la central, de manera de cumplir con las exigencias de riego, y por ello, instruir la reducción para los PMGD que contribuyen a sobrecargar la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares. El CEN indica que el Informe MSS sirvió de apoyo a su decisión, de modo que formalmente lo dispuesto en el documento no sería mandatorio. En tal sentido, prosigue, sólo cabría discutir aquellos elementos que utilizó para respaldar sus decisiones y no defender o justificar el detalle del informe. En definitiva, concluye, la discrepancia debería ser respecto del “acto de coordinación” y no respecto de la información que tuvo a la vista para resolver ese “acto de coordinación”.

Según el CEN, lo pertinente es que el “acto de coordinación” obedece a la existencia de una restricción asociada al convenio de riego que afecta a la central de HEA y, en consecuencia, si debe incluir esa restricción en los procesos que están bajo su responsabilidad.

En ese sentido, prosigue, si el CEN “descartara”, como solicita la discrepante, incluir la restricción que afecta a la central de HEA, implicaría que el CEN estaría desatendiendo su obligación de ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento y las normas técnicas.

Según el CEN, la discrepante desconocería que los convenios de riego, para aprovechar, compartir y distribuir las aguas para usos consuntivos y no-consuntivos, son parte del SEN y deben ser considerados, de acuerdo con la normativa, en la programación y operación. Señala que ejemplo de ello serían los Convenios del Maule y del Lago Laja, que conforman un conjunto de restricciones que tienen efecto en la operación segura y económica del SEN. Según el CEN, la regla es secuencial e inamovible, primero se satisfacen los compromisos de riego y luego, después de resueltos esos compromisos, se satisfacen los compromisos para generación, jamás es al revés, como daría a entender la discrepante.

El CEN hace referencia a un tema similar en la Discrepancia N°50-2023 de Enel Generación respecto del Informe de Reliquidación Definitivo del Balance de Servicios Complementarios de diciembre de 2021. Señala que en dicha discrepancia se pudo apreciar el impacto de las restricciones de riego en la operación del SEN y en las transferencias económicas. Indica que en ningún momento alguna empresa puso en duda la prioridad de los convenios de riego respecto de los derechos para uso en generación, tal como sostiene la discrepante.

Según el CEN, la normativa exige que todo convenio de riego se exprese como una “restricción operativa”. Indica que no se debe desconocer el compromiso del uso compartido de las aguas para riego y generación, como pide la discrepante, por el hecho de tratarse de acuerdos entre privados. Menos aún, prosigue, desconocer los acuerdos con quienes están a cargo de la administración y distribución de las aguas, en ejercicio de sus atribuciones.

El CEN indica que la segunda petición de la discrepante, en que se pide que el Panel “confirme que frente a algún escenario futuro de congestión de la línea 1 x 66 kV Chacahuín-Linares, la asignación de limitaciones de generación entre los distintos agentes involucrados debiera efectuarse siguiendo las reglas generales, establecidas en el artículo 45, inciso 2º, del Decreto N°125”, sería inmaterial. Esto porque, de acuerdo con el CEN, la primera petición debiera ser rechazada, pero también porque la discrepante pide que se cumpla lo dispuesto en el

Reglamento de la Coordinación. El CEN dice no ser ver conflicto alguno en que se cumpla la reglamentación. El problema sería, según el CEN, la expresión: "para el caso que el Honorable Panel acceda a la petición anterior". En opinión del CEN, la segunda petición no depende de la primera y, además, debiera cumplirse a todo evento.

Según el CEN, de la segunda petición se desprendería que este desconozca los convenios de riego informados por las empresas y no los considere en la programación y operación segura y económica del SEN, lo que contravendría la normativa.

En su escrito complementario, el CEN indica que en su solicitud la discrepante le pide que desestime las restricciones que tengan relación con los convenios de riego, lo que sería contradictorio con las funciones del CEN, en particular, la de considerar que el recurso primario de la central de HEA proviene íntegramente de los derechos de aprovechamiento de aguas de los regantes. En tal sentido, prosigue, cuando la discrepante pide que la programación de la operación y la operación en tiempo real no consideren las restricciones de los convenios de riego, lo que estaría pidiendo es que la central de HEA no disponga del recurso hídrico para poder aportar al sistema.

Lo anterior porque, por una parte, los regantes tienen derecho a disponer de las aguas del embalse Ancoa y, por otra, porque la central de HEA sólo tiene derecho a generar las aguas que son extraídas por los regantes, tal como se ejemplifica en el informe IL 2022001893, al que hace referencia más adelante.

El CEN hace notar que el diseño de la central en comento da cuenta de la relación entre el riego y la generación. Prueba de ello sería que los regantes pueden disponer del recurso, en tiempo y forma, luego de haber sido turbinadas por la Central HEA, dado que el uso de vías alternativas para cumplir con las obligaciones de riego sólo se resuelve bajo condiciones excepcionales, como se pudo apreciar luego de la falla de la segunda unidad de la central de HEA el 26 de enero de 2022, lo que fue verificado por el Coordinador con el apoyo de un consultor independiente.

El CEN indica que el informe de limitación IL 2022001893 señala lo siguiente:

"Este informe de limitación se sustenta en las restricciones a la operación de la Central dados los convenios suscritos y actualmente vigentes con los regantes usuarios del Embalse Ancoa (ver carta DE00062-22, de 4 de enero de 2022, para más detalles de los convenios). Los caudales retirados del embalse son definidos exclusivamente por las asociaciones de regantes usuarios de dichas aguas, los cuales se entregan mediante la descarga de las unidades generadoras de la central HEA. De esta manera los regantes aseguran una entrega de un caudal constante y oportuno según los requerimientos de riego de sus asociados en la temporada de riego. Las solicitudes de operación periódicas por debajo de esta limitación producen variaciones en las entregas de aguas de los regantes, que producen perjuicios en los usuarios de estas aguas distribuidos en los cientos de kilómetros de canales aguas abajo del embalse, afectando los sistemas de riego tecnificado, trasvasijos de agua entre canales, e importan un incumplimiento contractual por parte de HEA, entre otros perjuicios.

Respecto de la válvula Howell-Bunger del embalse, su operación tiene los siguientes inconvenientes: (1) la central no es propietaria ni opera la válvula Howell-Bunger del Embalse Ancoa, cuya operación y tiempos de respuesta depende exclusivamente de la DOH, (2) dicha válvula requiere una iteración de parte de su propietario para ajustar el caudal de riego a los requerimientos de los regantes, lo que puede tomar varias iteraciones y (3) la operación diaria de cambio de caudal de entrega entre la central y la mencionada válvula produce alteraciones en los caudales de entrega que produce desbalances importantes en la entrega del caudal de riego. Por lo indicado anteriormente, la operación diaria de dicha válvula no permite cumplir los requerimientos de los regantes sin provocar perjuicios y/o daños al sistema de riego”.

El CEN señala que, en consecuencia, contrario a lo que sostiene la discrepante, sí debe considerar los compromisos contractuales privados que la central mantiene con las asociaciones de riego, en los procesos asociados a la programación de la operación y la operación en tiempo real. En otras palabras, indica, la única forma que tiene el CEN para poder programar y despachar la central de HEA es luego de definidas y materializadas las extracciones para riego.

En este sentido, el CEN solicita que se rechace la primera petición de la discrepante, porque esta sería contraria a la normativa vigente y llevaría al CEN a incumplir con sus funciones, en particular las incluidas en el Reglamento de la Coordinación.

Respecto de la segunda petición, expone que la discrepante señaló en la Audiencia Pública que “la asignación de limitaciones se efectúe a prorrata de la potencia máxima de los distintos involucrados (...) lo que establece el inciso 2° del Artículo 45” (del Reglamento de la Coordinación). Por lo tanto, para el CEN se confirma que esta petición no sería otra cosa que pedir que se cumpla con lo dispuesto por el Reglamento de la Coordinación.

Al respecto, el Coordinador indica que sí cumple con lo dispuesto en el Reglamento de la Coordinación y, por extensión, lo relativo a la presente discrepancia. Al respecto señala que el artículo 45 del referido reglamento “define una regla para seleccionar la solución del programa de optimización, en la eventualidad de que el algoritmo entregue múltiples soluciones factibles con igual valor de función objetivo, como consecuencia de la presencia de múltiples centrales de igual costo variable, sin que todas ellas puedan ser completamente despachadas”. Añade que el contexto de este artículo es la programación y el CEN lo extiende a la operación en tiempo real, a través de su “Procedimiento Interno: Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable”.

En efecto, señala, cualquier acción en la programación de la operación y en la operación en tiempo real debe ser funcional y sujetarse a los principios de la coordinación de la operación del artículo 72-1 de la LGSE. Por lo tanto, no sería correcto que un PMGD tenga un “derecho adquirido” a través de su ICC, tal como sostiene la discrepante en su presentación. Al contrario, indica, la inyección de un PMGD puede ser limitada si hay riesgo para la seguridad del servicio, tal como lo establecen el artículo 102 del Reglamento MGPE y el procedimiento interno del CEN “Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable”.

Finalmente, señala que la discrepante no ha presentado evidencia que el CEN haya aplicado "las reglas generales" del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación de forma incorrecta a su PMGD.

Por lo tanto, de acuerdo con lo expuesto, prosigue, se asume que se cumple con la segunda petición de la discrepante y que, ante la ausencia de observaciones o reclamos relativos a las prorratas en la programación de la operación, se concluye que esta petición resulta improcedente o, en definitiva, no se encuentra controvertida, por lo que solicita su rechazo.

Añade que el problema de cómo tratar a los PMGD en el contexto del citado artículo 45 fue discutido y resuelto en la Discrepancia N°45-2023.

El CEN indica que la raíz del problema se encuentra en la inversión del flujo de la línea 1x66kV Chacahuín - Linares, producto del mayor aporte de la central de HEA y de los PMGD en los sistemas de distribución alimentados desde las SS/EE Chacahuín y Panimávida. Al efecto, señala que el CEN ha instruido reducciones a esas inyecciones, para no superar el límite de la línea, en la siguiente secuencia:

- 1.- La reducción de la central de HEA hasta el punto en que no se o incumplan las exigencias de riego en los respectivos convenios e Informes de Limitación correspondientes.

Según el CEN, esta restricción de operación impuesta por los convenios de riego ha sido desestimada por la discrepante, sin embargo, esta exigencia es intrínseca al recurso hídrico y, por lo tanto, no puede obviarse.

- 2.- A continuación, prosigue, si persiste el riesgo de exceder la línea 1x66kV Chacahuín-Linares, instruye a las empresas distribuidoras y estas, a su vez, a sus respectivos PMGD. El resultado, por regla general, es una reducción de las inyecciones al sistema de transmisión zonal para no poner en riesgo la seguridad, y, en este caso en particular, para no superar el límite de la línea 1x66kV Chacahuín-Linares.

El CEN reitera que la instrucción de reducción a los PMGD se encuentra respaldada en el artículo 102 del Reglamento MGPE y en el Título 9 su procedimiento interno "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable".

Respecto del citado artículo 102 del Reglamento MGPE el CEN destaca que:

"Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las Empresas Distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución.

En el caso que sea necesario limitar las inyecciones que los PMGD puedan evacuar al sistema debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador deberá limitar dichas inyecciones siguiendo un criterio de eficiencia económica, según los costos variables declarados por los propietarios u operadores de PMGD (...) En el evento que el Coordinador deba limitar las inyecciones de dos o más PMGD que cuenten con igual costo considerado en el

listado de prioridad de colocación, el Coordinador deberá limitar las inyecciones de éstos a prorrata de la capacidad instalada de los mismos”.

En consecuencia, indica, el argumento de la discrepante, y que se reproduce a continuación, no sería correcto y sería además contrario a la normativa vigente:

“El Coordinador, en suma, frente a escenarios futuros de congestión de la línea 1 x 66 kV Chacahuín-Linares, y hasta que no se implemente otra solución técnica que permita robustecerla, debiera instruir limitaciones de generación a HEA y los PMGDs correspondientes, siguiendo las reglas de "colocación y prorrata" del inciso 2º del artículo 45 del Decreto Nº125, pero no favoreciendo a HEA por alguna supuesta restricción operativa asociada a sus compromisos de riego, que en realidad es inexistente”.

Enseguida, el CEN sostiene que constató que la central de HEA debía cumplir con las exigencias de riego para poder disponer de los recursos e inyectar energía al sistema. En otras palabras, prosigue, la central de HEA sólo puede generar cuando se utilizan los derechos de los regantes ya que no cuenta con derechos de generación que sean exclusivos, es decir no cuenta con derechos de aguas no consuntivos. En esas condiciones, indica, las exigencias de riego son “restricciones operativas” para el sistema eléctrico y se deben incluir en sus procesos. En particular, en la programación de la operación y la operación en tiempo real.

Al efecto, el CEN cita parte de los artículos 38, 44, 55 y 67 del Reglamento de la Coordinación, que se reproducen a continuación:

“Artículo 38.- Para la determinación del costo de oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos...”

“Artículo 44.- La programación de la operación se realizará considerando, al menos, los siguientes aspectos: ...

i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados;

j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador; ...”

“Artículo 55.- Los Coordinados de centrales hidroeléctricas, que no operen con Autodespacho, deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales, así como cualquier modificación a los señalados convenios o acuerdos...”

“Artículo 67.- Para efectos de dar cumplimiento a lo indicado en el presente Capítulo, los Coordinados de unidades de generación renovable con recursos primarios variables deberán...

Adicionalmente, los Coordinados de centrales hidroeléctricas deberán, al menos: ...

b. Entregar e informar al Coordinador los convenios de riego o acuerdos operativos que afecten la disponibilidad del recurso primario, así como cualquier modificación de los mismos (...)."

En consecuencia, prosigue, el CEN estaría obligado a incorporar los convenios de riego y sus respectivas "restricciones operativas" en la programación de la operación y en la operación en tiempo real.

Indica que si no consideran las exigencias de riego en los procesos del CEN, como pide la discrepante, el Coordinador incumpliría con su obligación de ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento y las normas técnicas que dicta la Comisión.

Por lo anteriormente expuesto, el Coordinador solicita que se rechacen las peticiones de la discrepante.

2.3. Presentación de HEASPA

HEASPA expone que la solicitud de la discrepante incide directamente en el cumplimiento de los contratos válidamente pactados por la empresa, por lo que su interés en la presente discrepancia sería patente.

La empresa se refiere a lo que califica como errores u omisiones de la información entregada por la discrepante, relativos a una serie de aspectos que serían fundamentales para comprender de manera correcta la situación, respecto al embalse Ancoa y la central de HEA, así como con las congestiones que ha generado en el sistema zonal la sobre instalación de centrales PMGD solares como la de la discrepante.

En primer término, se refiere al embalse Ancoa y a la central de HEA.

Al respecto, indica que la DOH finalizó en el año 2014 la construcción de la obra estatal denominada embalse Ancoa, en la comuna y provincia de Linares, Región del Maule.

Expone que este embalse se ubica aproximadamente a 42 km al oriente de la ciudad de Linares, y las obras de embalsamiento se localizan al interior del valle del río Ancoa, en el inicio de la cuenca a la altura del túnel Melado. Señala que la obra consiste en un embalse de regulación del recurso hídrico con un volumen útil de almacenamiento de agua de aproximadamente 80.000.000 de metros cúbicos, y con un área de inundación que alcanza una superficie de aproximadamente 230 hectáreas.

Explica que en el embalse Ancoa se acopian: (i) parte de las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento de aguas de propiedad de los accionistas de la JVRA; (ii) parte de las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento de aguas de propiedad de los accionistas de la ACM, y; (iii) las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento consuntivos, de ejercicio eventual y discontinuo constituidos a favor de la DOH mediante las Resoluciones DGA N°106, de 29 de enero de 1996, el primero, y N°803, de 29 de diciembre de 1995, el segundo.

HEASPA destaca que el embalse es de propiedad y es administrado por la DOH, mientras que la operación y mantenimiento de las obras del embalse son ejecutadas por contratistas elegidos por la DOH para dichos fines. No obstante, agrega, los volúmenes de agua retirados del embalse son definidos por las referidas OUA mencionadas.

Indica que es propietaria de la central de HEA, que posee 27 MW de potencia, su S/E elevadora, un camino de acceso a las instalaciones y una casa de operarios en el sector denominado "Embalse Ancoa", con el fin de aprovechar el potencial hídrico de la obra construida y administrada por la DOH e inyectar esta producción a través de la línea 1x66 kV Embalse Ancoa - Tap Putagán.

La interesada explica que el uso de los derechos de aprovechamiento de agua que utiliza la central fue entregado a HEASPA a través de los siguientes contratos (Convenios de Uso de Agua):

- Contrato de Uso de Aguas celebrado entre la JVRAPS, EAL y HEASPA, de fecha 21 de agosto de 2013, por un total de 19.963,5 litros por segundo;
- Contrato de Uso de Aguas celebrado entre la ACM, EAL y HEASPA, de fecha 21 de agosto de 2013, por un total de 25.290 litros por segundo; y
- Contrato de Uso de Aguas celebrado entre la JVRA, EAL y HEASPA, de fecha 21 de agosto de 2013, por un total de 7.418 litros por segundo.

La empresa expone que, como consta en los antes referidos convenios, EAL es una sociedad de responsabilidad limitada constituida por JVRAPS, ACM y JVRA, con el objeto de administrar y ser la propietaria de las obras de todas las instalaciones del embalse Ancoa, una vez que, en conformidad con lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N°1.123, de 1981, que Establece Normas sobre Ejecución de Obras de Riego por el Estado, la DOH le transfiera todas las obras del embalse Ancoa², lo que hasta el día de hoy no ha ocurrido.

Así, actualmente el embalse Ancoa es de propiedad y administrado por la DOH y los volúmenes de agua retirados del embalse son definidos por las referidas OUA que poseen derechos en el mismo.

En segundo lugar, la interesada se refiere a las restricciones contractuales que afectarían a

² "Ello, con el objeto de extraer las aguas desde las fuentes naturales que conforman dicho Embalse y su distribución, en la proporción que corresponda, entre los titulares de derechos de aprovechamiento de aguas integrantes de las Organizaciones de Usuarios de Aguas asociadas; así como la administración, diseño, construcción, explotación, mejoramiento y conservación de las obras de aprovechamiento de aguas, de las obras de captación, conducción, distribución y otras que sean necesarias para el aprovechamiento común y que formen parte del Embalse Ancoa; además de la construcción y desarrollo por cuenta propia y ajena de obras destinadas a la generación hidroeléctrica o fuerza motriz, junto con el uso no consuntivo sea directamente o a través de terceros, de las aguas que se almacenan, conducen y administran en el Embalse Ancoa y su sistema de canales, o cualesquiera otra actividad o proyecto que no sea contrario a los fines sociales". Nota de la empresa.

la central de HEA.

Al respecto, reitera que los caudales retirados del embalse Ancoa son definidos exclusivamente por las organizaciones de usuarios de dichas aguas, a saber: JVRA, JVRAPS, ACM, y EAL (OUA), tal y como se podría apreciar en los Convenios de Uso de Agua citados, que la empresa reproduce a continuación:

- (i) Contrato de Uso de Aguas entre JVRAPS, EAL y HEA, cláusula SEGUNDO DERECHO DE USO. /UNO/: "(...) Las partes acuerdan y declaran de manera expresa que los derechos que emanan del presente contrato no podrán, en caso alguno, alterar, disponer, gravar, o perturbar los derechos de aprovechamiento de aguas de los futuros usuarios del Embalse Ancoa. La determinación exacta del caudal de las aguas que por este acto se entregan en uso y que se incorporará a la Central hidroeléctrica antes referida, le corresponderá en forma exclusiva a la EAL, conforme a los requerimientos de riego que los futuros usuarios del Embalse Ancoa determinen. En consecuencia, HEASPA no tendrá facultad alguna para exigir caudales de aguas superiores a los requerimientos para riego que EAL unilateralmente determine (...)".

Cláusula SEGUNDO DERECHO DE USO. /DOS/: "(...) HEASPA se obliga a restituir para el uso de regadío agrícola, el total del caudal en forma ininterrumpida y durante todo el año, en las mismas condiciones, tanto en calidad y volumen (...)".

- (ii) Contrato de Uso de Aguas entre ACM, EAL y HEA, cláusula TERCERO DERECHO DE USO. /UNO/: "(...) Las partes acuerdan y declaran de manera expresa que los derechos que emanan del presente contrato no podrán, en caso alguno, alterar, disponer, gravar, o perturbar los derechos de aprovechamiento de aguas de que son dueños los integrantes de la ACM. La determinación exacta del caudal de las aguas que por este acto se entregan en uso y que se incorporará a la Central hidroeléctrica antes referida, le corresponderá en forma exclusiva a la ACM, conforme a los requerimientos de riego que los usuarios de la ACM determinen. En consecuencia, HEASPA no tendrá facultad alguna para exigir caudales de aguas superiores a los requerimientos para riego que la ACM unilateralmente determine (...)".

Cláusula TERCERO DERECHO DE USO. /TRES/: "(...) HEASPA se obliga a restituir para el uso de regadío agrícola, el total del caudal en forma ininterrumpida y durante todo el año, en las mismas condiciones, tanto en calidad y volumen (...)".

- (iii) Contrato de Uso de Aguas entre JVRA, EAL y HEA, cláusula SEGUNDO DERECHO DE USO. /UNO/: "(...) Las partes acuerdan y declaran de manera expresa que los derechos que emanan del presente contrato no podrán, en caso alguno, alterar, disponer, gravar, o perturbar los derechos de aprovechamiento de aguas de que son dueños los integrantes de la JVRA. La determinación exacta del caudal de las aguas que por este acto se entregan en uso y que se incorporará a la Central hidroeléctrica antes referida, le corresponderá en forma exclusiva a la JVRA,

conforme a los requerimientos de riego que los usuarios de la JVRA determinen. En consecuencia, HEASPA no tendrá facultad alguna para exigir caudales de aguas superiores a los requerimientos para riego que la JVRA unilateralmente determine (...)".

Cláusula SEGUNDO DERECHO DE USO. /TRES/: "(...) HEASPA se obliga a restituir para el uso de regadío agrícola, el total del caudal en forma ininterrumpida y durante todo el año, en las mismas condiciones, tanto en calidad y volumen (...)".

HEASPA destaca que el periodo de riego comprende aproximadamente los meses de octubre a mayo de cada año. Indica que la demanda de riego depende del programa de riego de cada OUA, el cual está condicionado a la hidrología del periodo. Así, prosigue, la precisión y oportunidad en la entrega de los caudales de riego por el embalse Ancoa a través de la central HEA sería de importancia vital, en que diferencias de 50 litros producirían problemas en el ejercicio de los DAA de los diferentes regantes.

A continuación, la empresa se refiere a limitaciones, congestiones en el sistema zonal y rol de la discrepante en las mismas.

Al respecto, la empresa explica que en el año 2021 entraron en operación varias centrales PMGD solares conectadas las redes de distribución asociadas a las subestaciones primarias Panimávida y Chacahuín, incluida la de la discrepante, sumando una capacidad instalada de 28.5 MW. Señala que esta capacidad superó ampliamente la demanda en la zona, invirtiendo el sentido del flujo en los transformadores de dichas subestaciones, congestionando no solo el sistema de transmisión zonal aguas arriba, sino que los mismos transformadores de las distribuidoras.

Expone que, en octubre del año 2021, el Centro de Control del CEN comenzó a impartir instrucciones diarias a la central de HEA en orden a reducir la generación de energía, dada la congestión en la línea Chacahuín-Linares 1x66kV derivada de la conexión de los mencionados PMGD solares en las S/E Chacahuín (de propiedad de CGED), y Panimávida (de LuzLinares).

Destaca que en el caso de la S/E Chacahuín, los problemas de congestión se relacionan, precisamente, con la entrada en operación del PMGD de la discrepante (que ocurrió en mayo de 2021), pese a que la regulación vigente en dicho momento ya exigía la realización de estudios técnicos para, entre otras materias, verificar la situación de los flujos de potencia de los alimentadores (art. 34 bis, Reglamento MGPE), y para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y de transmisión zonal asociada (art.2-23, NTCyO PMGD). Así, agrega, la NTCyO PMGD, bajo la vigencia del citado reglamento, reconocía expresamente que uno de los objetivos de los estudios técnicos era, además, verificar los impactos que la conexión de un PMGD podía tener en los sistemas zonales de transmisión asociados "aguas arriba".

Señala que, considerando las instrucciones de reducción del CEN, el 29 de noviembre de 2021 informó al CEN de restricciones operacionales derivadas de los convenios de uso de agua indicados, que supeditan íntegramente la operación de la central de HEA a los caudales

requeridos según las necesidades de riego de las asociaciones de regantes. Agrega que, considerando lo anterior, solicitó al CEN el establecimiento de medidas a ser adoptadas por las empresas distribuidoras propietarias de las subestaciones antes indicadas, así como por los propietarios de los PMGD conectados en dichas subestaciones, en orden a reducir la inyección que dichos medios de generación al sistema de transmisión zonal, de acuerdo con lo establecido en el art.102 del Reglamento MGPE, en relación con los artículos 7, letra c) y 12, inc.2; y con el art. 2-14 de la NTCyO PMGD.

Agrega que junto a ello, y tratándose de solicitudes de puesta en servicio próximas que pudieran efectuar nuevos PMGD en alguno de los alimentadores de las S/E Panimávida y Chacahuín, se solicitó al CEN considerar lo dispuesto en el art. 2-15, letra d), de la NTCyO PMGD, en cuanto a "(...) realizar una revisión del adecuado diseño y proceso de implementación para el tratamiento de congestiones que instruya el Coordinador, en conformidad a lo establecido en la normativa vigente (...)", de forma de resguardar la seguridad del servicio.

Adicionalmente, indica que por Carta HEA 045/2021, de 2 de diciembre de 2021, HEASPA envió al CEN una serie de observaciones en relación con el documento "Informe de Verificación de Posibles Congestiones en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD", de 30 de noviembre de 2021 (Informe de Congestiones)³, particularmente, respecto de determinadas situaciones en las SS/EE Panimávida y Chacahuín, así como con la forma en que se habían verificado los análisis de cambios de flujo en los alimentadores de dichas subestaciones, los cuales se estaban realizando no sólo en los flujos de la cabecera de algunos de ellos, sino que en todos los transformadores que conectan la subestación primaria con el sistema de transmisión.

HEASPA señala que luego, por Carta DE06453-21, de 29 de diciembre de 2021, el CEN dio respuesta a su Carta HEA 045/2021, pronunciándose favorablemente en relación con la necesidad de reflejar adecuadamente las congestiones en el sistema de transmisión producto de la inyección de los PMGD, informando que esta situación forma parte de los estudios que el CEN realiza con motivo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión a publicar en enero 2022, y que de identificar en estos nuevos requerimientos de obras, se incluirían en dicha propuesta. Indica que por Carta DE 06488-21, de 30 de diciembre de 2021, el CEN dio respuesta a la Carta HEA 044/2021, indicando expresamente a HEASPA que:

"(...) las restricciones a las cuales pueda estar afecta la Central HEA deben ser considerada en el pronóstico de generación que su representada envía diariamente al Coordinador. Adicionalmente, solicito a Ud. incluir en dicho pronóstico el nivel de generación mínima, que conforme a las directrices que imparta las asociaciones de regantes respectivos, permitirían a su representada garantizar el cumplimiento de los

³ Disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/11/Informe-Verificaci%C3%B3n-Congestiones-PMGD_-30_NOV_2021.pdf

requerimientos de riego, esto para efectos de que dicha restricción sea considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real. Respecto a las medidas que solicita adoptar sobre centrales PMGD, comunico a Ud. que este Coordinador está facultado para impartir instrucciones de operación a este tipo de medios de generación, en situaciones que representen un riesgo para la seguridad del servicio en el sistema eléctrico (...)."

Señala que posteriormente, y considerando lo indicado por la citada Carta DE 06488-21 del CEN, por Carta HEA 001/2022, de 4 de enero de 2022, HEASPA aportó mayores antecedentes al Coordinador en relación con las restricciones que imponen a esta central los convenios de uso de agua suscritos con las OUA, las limitaciones técnicas existentes, y los riesgos que para la seguridad se derivan de tales restricciones, todo ello con el fin de que el CEN ejerciera las facultades que la regulación le confiere en tales casos.

Añade que luego, por Carta DE 00082-22, de 7 de enero de 2022, el CEN se pronunció respecto de la Carta HEA 001/2022, de 4 de enero de 2022, informando a las empresas distribuidoras -con copia a los PMGD afectados, entre ellos, la discrepante-, que, habida cuenta de lo informado por HEASPA, entre las medidas previstas por el CEN estaba la de instruir a la distribuidora aplicar reducciones de generación a los PMGD conectados a sus redes, a objeto de preservar la seguridad de servicio conforme con lo dispuesto en el artículo 102 del Reglamento MGPE y en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, añadiendo que las reducciones de generación a los PMGD correspondientes serían instruidas en el evento que se materialice alguna restricción que imposibilite a HEASPA cumplir con la instrucción de reducción a la central de pasada embalse Ancoa.

Afirma que a continuación, a los mismos destinatarios antes referidos se les comunicó la Carta DE 00245-22, de 14 de enero de 2022, del CEN, indicando que las restricciones identificadas por HEASPA se hicieron efectivas a partir del 11 de enero de 2022, a través del informe de limitación 2022000063 (IL 2022000063), de forma que a partir de esa fecha el CEN instruyó a las empresas distribuidoras correspondientes comunicar la aplicación de las reducciones necesarias para mantener la transferencia por la línea Chacahuín-Linares 66 kV en niveles que garanticen su operación bajo los límites térmicos que la afectan.

Agrega que uno de los PMGD afectados por las limitaciones de inyecciones fue, precisamente, Linares Solar, sin que se cuestionara el actuar del CEN que dio lugar a dicha limitación.

La empresa expone que, mediante Carta DE 05096-22, de 20 de octubre de 2022, el CEN informó que; de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, que exige que las limitaciones informadas deben estar debidamente justificadas; se procedería a recabar en terreno antecedentes asociados a las restricciones informadas (Visita Técnica), indicándose que hasta entonces, y para efectos de poder considerar las restricciones originadas por los convenios de uso de aguas, estas fueran ingresadas como Informes de Limitación, a través de la plataforma Neomante, indicando la imposibilidad de gestionar las reducciones instruidas y describiendo las razones técnicas que impedirían esa gestión.

HEASPA afirma que, con fecha 21 de octubre, el CEN contacta a MSS para realizar un análisis de las circunstancias que respaldarían a HEASPA para invocar restricciones operativas para la central de HEA. Expone que su objeto era:

“(...) dar respuesta a lo solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su “Especificación de Servicios Requeridos por Restricción Operativa de CH Embalse Ancoa”, que consiste básicamente en verificar si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893 tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al ‘Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa’ (...)”

Es decir, concluye HEASPA, el objetivo de MSS era verificar los fundamentos técnicos de la restricción, y no otras materias, tales como la congestión del sistema de transmisión zonal, como señalaría Linares Generación.

Agrega que finalmente la Visita Técnica a las instalaciones de la central de HEA se realizó el 17 de noviembre de 2022, con la participación del experto técnico y funcionarios del CEN.

HEASPA expone que en el mes de diciembre de 2022 se emitió el Informe MSS y desde dicho momento la discrepante habría planteado al CEN al menos en dos oportunidades sus reparos al referido informe: (i) con fecha 8 de marzo de 2023 la discrepante presentó ante el CEN su opinión en relación al mismo, solicitando al CEN “(...) desechar las conclusiones del informe de MSS, descartando la posibilidad de considerar como restricción operativa de las instalaciones de la Central HEA, aquélla consistente en la necesidad de cumplir con los compromisos de riego suscritos con las asociaciones de regantes Junta de Vigilancia del Río Ancoa, Junta de Vigilancia del Río Achibueno y Asociación de Canalistas del Canal Melado (...)”; (ii) luego, prosigue, prácticamente las mismas opiniones y peticiones fueron ingresadas ante el CEN con fecha 23 de agosto de 2023; y (iii) finalmente, con fecha 28 de noviembre de 2023, se volvieron a presentar las mismas conclusiones y peticiones.

A continuación, HEASPA se refiere a congestiones ocasionadas por la conexión de PMGD.

Afirma que, si bien la congestión no sería parte de esta discrepancia, estima que sería fundamental para entender la motivación de la discrepante en este proceso. Indica que la discrepante toma la decisión de invertir y conectarse en una zona cuyas instalaciones de distribución y de transmisión zonal no tienen capacidad. Sostiene que los estudios de flujos de potencia establecidos por la normativa vigente no fueron elaborados correctamente. Agrega que, al constatar su error, la discrepante intentaría argumentar que los convenios de riego no constituyen restricciones operativas en el sistema, obviando así unos de los pilares de la operación de nuestro sistema hidro-térmico desde que se conoce: la coexistencia de las centrales hidroeléctricas con las asociaciones de riego locales.

La empresa destaca que, con ocasión de la conexión de una serie de PMGD -entre ellos el de la discrepante-, se ha verificado una inversión de los flujos en la cabecera de los alimentadores y de congestión en la línea 1x66 Linares-Chacahuín. Agrega que dichos PMGD

conectados a las SS/EE Chacahuín y Panimávida a través de redes de distribución, son los que se identifican en las siguientes tablas. Acota que todos ellos se encontrarían acogidos al mecanismo de estabilización de precios:

(i) S/E Chacahuín (CGED)

En Operación	PMGD	Empresa	Fecha	Capacidad	Fecha ICC	Régimen Conexión	Limitación en ICC	Alimentador
	Ciprés Solar	Ciprés SpA	19.01.2021	9 MW	10.2017 (DeC 01.2020)	DS 244	No	Cunaco
	Linares Solar	Linares Generación SpA	28.05.2021	9 MW	11.2017 (DeC 10.2020)	DS 88 (DT 5)	No	San Gabriel
	San Antonio (Ex La Ballica Norte III)	Cuenca Solar SpA	15.12.2021	9 MW	9.2019 (DeC 02.2021)	DS 88 (DT 5)	No	Yerbas Buenas
	Las Catitas	PFV las Catitas SpA	8.06.2022	9 MW	11.2019 (DeC 10.2020)	DS 88 (DT 5)	No	Pdte. Ibáñez

(ii) S/E Panimávida (LuzLinares)

En Operación	PMGD	Empresa	Fecha	Capacidad	Fecha ICC	Régimen Conexión	Limitación en ICC	Alimentador
	Roblería	Hidroeléctrica Roblería S.A.	24.04.2013	4 MW	-	DS 244	-	Panimávida
	Mercurio Sur (Ex Panimávida 1)	Los Libertadores SpA	9.04.2021	4,5 MW	12.2018 (DeC 7.2020)	DS 88 (DT 5)	-	Panimávida
	Saturno Norte (ex Panimávida 2)	Los Libertadores SpA	4.06.2021	3 MW	12.2018 (DeC 7.2020)	DS 88 (DT 5)	-	Colbún

Tablas construidas en base a la información de Infotécnica y de las cartas enviadas por las distribuidoras.

HEASPA afirma que la referida inversión de flujos ha sido objeto de monitoreo por el CEN a través de sus Informes de Congestionamientos, emitidos de conformidad con el artículo 2-14 de la NTCyO PMGD. Agrega que en la versión de noviembre de 2021 del Informe de Congestionamientos el CEN concluía en relación con la situación de la línea 1x66 Linares-Chacahuín que no existía una situación de congestión, sin considerar las inyecciones vinculadas con la S/E Panimávida (p.19). Sin embargo, prosigue, en su Informe de Congestión de mayo de 2022 la apreciación del CEN cambió, verificando una congestión tanto a nivel de transformador, como en la línea adyacente (1x66 Linares-Chacahuín), con ocasión de la inyección de los PMGD (pp.32 y siguientes). Agrega que esta situación se ha mantenido hasta la actualidad, como se

apreciaría en los restantes Informes de Congestion.

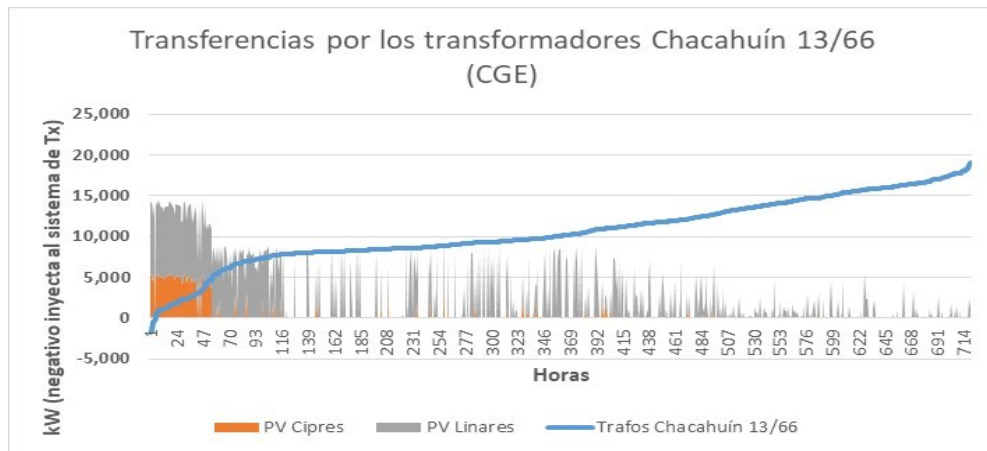
La empresa interesada expone que, según la información de operación real existente, las inversiones de flujos comenzaron a materializarse en junio de 2021, en el caso de la S/E Panimávida, y desde septiembre de 2021, tratándose de la S/E Chacahuín. Añade que las congestiones en la línea Chacahuín-Linares 66kV comenzaron en el mes de octubre 2021.

En seguida, HEASPA incluye un gráfico, que se reproduce a continuación, que muestra los flujos por los transformadores de potencia de la S/E Panimávida para el mes de junio de 2021. Agrega que se puede apreciar que la conexión de los PMGD solares Mercurio Sur y Saturno Norte invirtieron los flujos en el transformador de la subestación por aproximadamente 40 horas ese mes⁴.

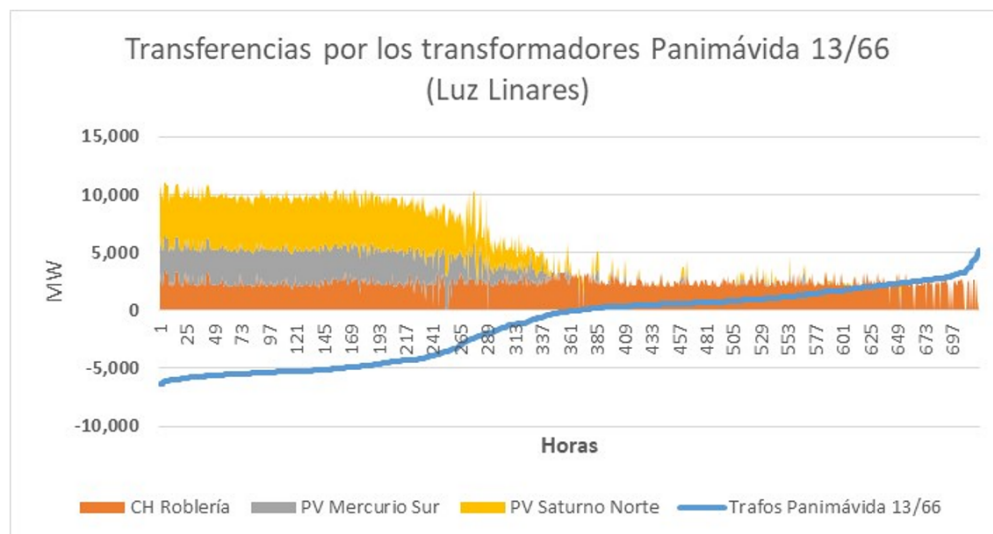


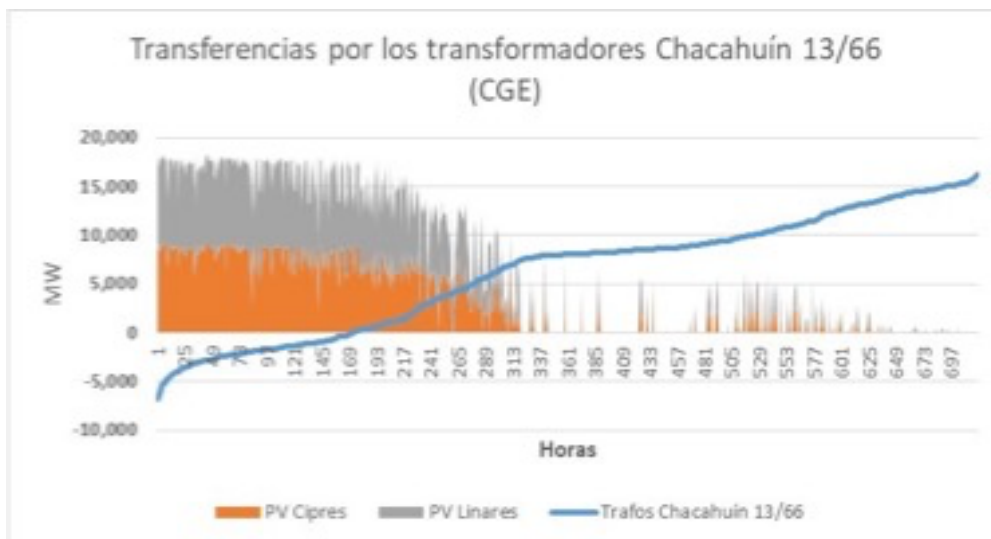
Luego agrega otro gráfico, que se reproduce a continuación, en el que se muestran los flujos por los transformadores de potencia de la S/E Chacahuín para el mes de septiembre de 2021. Indica que en este gráfico se puede apreciar que la conexión del PMGD Linares Solar invirtió los flujos en el transformador de la subestación por unas horas ese mes.

⁴ El PMGD hidroeléctrico Roblería se encuentra conectado con anterioridad y no es responsable de la inversión de flujos.



Expone que, en los siguientes meses, la generación local en las SS/EE Panimávida y Chacahuín se incrementó considerablemente en las horas del mes en las cuales se invirtió el flujo en las cabeceras de los alimentadores y, por lo tanto, aumentó la inyección de energía hacia el sistema de transmisión aguas arriba, con la consiguiente afectación a la capacidad de transporte de dicho sistema. Para ilustrar lo anterior, HEASPA incluye dos gráficos, que se reproducen a continuación, en los que se muestran los flujos en los transformadores de las mencionadas subestaciones en el mes de noviembre de 2021. Indica que a partir de estos gráficos se puede apreciar que los flujos en la S/E de Panimávida se invirtieron en 365 horas del mes y en la S/E Chacahuín en 171 horas.





Agrega que para el caso de la S/E Chacahuín, esta situación se vio agravada por la posterior entrada de los PMGD Las Catitas y San Antonio.

La empresa destaca que el CEN se ha pronunciado al respecto en su Informe de Monitoreo de la Competencia del año 2021 (p.65)⁵, para dar cuenta de las dificultades que una conexión descontrolada de PMGD puede conllevar para el sistema y, en particular, para las instalaciones de transmisión zonales, en los siguientes términos:

“(…) De acuerdo a los antecedentes anteriores es posible verificar que los problemas de congestión no son un problema aislado y se puede estimar razonablemente que en la medida que el segmento PMGD se siga desarrollando sin una planificación adecuada, estas congestiones podrían hacerse más numerosas, reduciendo los potenciales beneficios en la disminución de pérdidas en las redes y por el contrario crear la necesidad de inversiones en la red para evacuar la generación PMGD, lo cual también lleva al desafío de realizar una coordinación eficiente entre la distribuidora y el operador del sistema eléctrico nacional…”

Agrega que posteriormente, en su Informe de Monitoreo de la Competencia del año 2022, la UMC sostuvo (p.88)⁶:

“(…) la situación actual de los PMGD, con insuficientes señales de precio y localización no está permitiendo un desarrollo eficiente ni en cantidad de potencia instalada ni en la ubicación de esta capacidad. Los precios estabilizados eliminan la señal económica de costos marginales nulos en periodos de exceso de inyección de centrales solares fotovoltaicas, lo que mantendría el incentivo a la instalación de dicha tecnología en este

⁵ Disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/04/INFORME-Monitoreo-CEN-2021.pdf>

⁶ Disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/04/Informe-Monitoreo-2022.pdf>

segmento. Lo anterior genera sobreinversiones en PMGD que se traducen en excedentes de energía que son evacuados al sistema de transmisión zonal en un rango horario durante el cual ya existe exceso de capacidad de medios convencionales de generación. Lo anterior puede generar los siguientes efectos:

- Congestionamiento en el sistema de transmisión zonal, al verse sobrepasada su capacidad de diseño dadas las inyecciones de excedentes de PMGD desde las redes de distribución. De concretarse el volumen de proyectos declarados en construcción se espera que esta situación profundice los problemas de congestiones en estas redes. Dado que inversiones en ampliaciones en el sistema de transmisión zonal debido a congestiones por la presencia de PMGD no deberían formar parte del plan de expansión de la transmisión, se espera que el Coordinador siga instruyendo la limitación de estos excedentes provenientes del sistema de distribución.
- En periodos de alta penetración ERV, la inyección de excedentes de PMGD, podría contribuir a generar recortes en las centrales ERV de gran escala o profundizar los recortes existentes. Lo anterior, como consecuencia de que las centrales de tipo PMGD poseen autodespacho, no participan en las prorratas de generación ERV y son en su mayoría de tecnología solar (...)."

Agrega que la SEC, por medio de su Oficio Circular N°204294, de 18 de diciembre de 2023, ha impartido instrucciones para exigir el adecuado cumplimiento de la regulación aplicable a los PMGD en lo relativo al régimen de limitaciones de inyecciones ante posibles congestiones en instalaciones de transmisión zonal.

A la luz de los antecedentes expuestos, la empresa concluye que: (i) existe una situación de congestión en la línea Chacahuín-Linares 66 kV, que comenzó a darse a partir del año 2021; (ii) dicha congestión se relaciona con la conexión de diversos PMGD -entre ellos, el de la propia discrepante-, en los alimentadores de las SS/EE Chacahuín y Panimávida que invirtieron los flujos en las cabeceras de los alimentadores y en los transformadores de dichas subestaciones; y (iii) tanto el CEN como la SEC han adoptado medidas que buscan resguardar la seguridad del servicio de conformidad con lo establecido en la normativa vigente aplicable.

Por lo anterior, HEASPA señala que no sería correcto ni ajustado a la realidad pretender endosarle pérdidas económicas o siquiera relacionarlas con el establecimiento de restricciones operacionales, como lo hace la discrepante. Agrega que, por el contrario, sería posible afirmar que la operación actual (i) resguarda la seguridad de servicio ya que evita que se sobrecargue la línea Chacahuín-Linares 66 kV, (ii) no afecta el derecho de ejercicio por parte de los regantes de sus derechos de aprovechamiento de aguas y (iii) es la operación más eficiente, al evitar cargos millonarios a los usuarios finales producto de las transferencias que deben realizarse a los PMGD solares en régimen de precio estabilizado. Cabe destacar que el precio en la zona es prácticamente cero en todas las horas de día, muy por debajo del precio estabilizado vigente.

A continuación, HEASPA realiza diversas observaciones a la presentación de Carbon Free. En

primer lugar, sostiene que las peticiones de la discrepante serían genéricas, no vinculadas con algún acto de coordinación en particular, es decir, prosigue, no se pediría modificar o dejar sin efecto un acto de coordinación en específico, sino que se solicita simplemente efectuar una declaración genérica, motivo por el cual debería ser declarada inadmisibles por el Panel.

Expone que, en el caso de la primera petición, la discrepante solicita que el Panel declare "(...) que no puede considerarse (tal como hiciera el Coordinador en la Carta CEN, respaldando expresamente el Informe MSS), como "restricción operativa" de la central de HEA, su necesidad de cumplir con compromisos contractuales privados que mantiene con las asociaciones de riego (...)". Al respecto, HEASPA indica que esta petición no puede ser considerada como una "petición concreta", ya que no buscaría eliminar o modificar el acto de coordinación discrepante, sino que apuntaría a que el Panel efectúe una declaración genérica consistente en que no pueden considerarse como restricciones operativas los acuerdos con regantes, sin precisar, por ejemplo, el destinatario de dicha declaración.

Indica que en el caso de la segunda petición lo anterior sería más evidente aún, ya que la petición efectuada al Panel consiste en una declaración genérica "(...) ante un escenario futuro de congestión (...)", sin vinculación a acto de coordinación alguno.

Al respecto, la empresa invoca los Dictámenes N°41 y N°42 del Panel, ambos de 2022, en cuanto a que:

"(...) Atendido que estas solicitudes no se formulan respecto de un acto de coordinación específico emitido por el CEN y que, a la luz de la normativa vigente, el Panel solo se puede pronunciar respecto de actos de coordinación existentes, ellas se declararán inadmisibles (...)"

Asimismo, destaca lo dictaminado por el Panel en el Dictamen N°26-2023:

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

En segundo lugar, HEASPA se refiere al fondo de la discrepancia, siguiendo el orden de los argumentos de la discrepante, esto es: (i) análisis técnico insuficiente de MSS; (ii) fundamento jurídico errado de MSS; y (iii) vínculo entre HEASPA y las asociaciones de riego.

Sobre la supuesta insuficiencia del análisis técnico de MSS, HEASPA indica que la discrepante cuestiona que el Informe MSS no haya hecho mención alguna a la existencia de otros PMGD cuyas inyecciones aguas abajo impactan en la congestión de la línea.

Al respecto, HEASPA destaca que el objeto del Informe MSS era claro y preciso, a saber:

"(...) dar respuesta a lo solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su "Especificación de Servicios Requeridos por Restricción Operativa de CH Embalse

Ancoa", que consiste básicamente en verificar si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893 tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al 'Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa (...)".

Agrega que el Informe MSS no era un análisis de congestiones en la línea, sino que pretendía verificar la plausibilidad técnica de los fundamentos sostenidos por HEASPA para justificar las restricciones informadas, particularmente, en relación con el cumplimiento de los convenios de uso de aguas. Precisa que cualquier otro análisis no formaba parte del alcance del informe.

Respecto a lo señalado por la discrepante, en cuanto a que el Informe MSS indica que el problema eléctrico se solucionaría con el reemplazo o el reforzamiento de la línea, pero que no ofrecería alguna alternativa mientras dicha solución no se materialice, como podría ser, por ejemplo, limitar no solo a los PMGD sino que también a la central de HEA, la empresa indica que la discrepancia no sería tal, dado que se cuestionaría algo que el Informe MSS no dijo. Indica que una discrepancia implica, por definición, una controversia entre dos posturas que son antagónicas, cuestión que no ocurriría en este punto.

Sobre el supuesto error en el fundamento jurídico de MSS y el supuesto deber del CEN de no considerar los convenios de uso de agua, la empresa señala que la discrepante yerra en su análisis, no sólo porque el Informe MSS era de carácter técnico, no jurídico; sino que también por cuanto la interpretación efectuada por la discrepante no se aviene con la realidad de la regulación vigente, ni desde el punto de vista eléctrico, ni desde el punto de vista del derecho de los contratos.

Respecto a la naturaleza técnica del Informe MSS, HEASPA destaca que el objeto del encargo efectuado a MSS no era la emisión de una "opinión jurídica" en relación con las limitaciones informadas por HEASPA, sino que verificar los "fundamentos técnicos" de las mismas, tal y como se indica en la letra C) del Informe MSS (p.3):

"(...) El objetivo de este Informe es dar respuesta a lo solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en su "Especificación de Servicios Requeridos por Restricción Operativa de CH Embalse Ancoa", que consiste básicamente en verificar si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893 tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al "Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa" (...)".

Expone que el propio CEN ratificaría lo anterior en la carta discrepada, al señalar que:

"(...) es oportuno precisar que este informe fue encargado por el Coordinador, con ocasión de las restricciones operativas de Central Hidroeléctrica Embalse Ancoa declaradas por la empresa coordinada y que resultan necesarias para poder dar cumplimiento al acuerdo de aprovechamiento de aguas dispuesto en el "Contrato de

Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Río Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda. e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa”.

En ese sentido, este informe constituye un juicio experto y que el Coordinador tiene a la vista para ponderar la verosimilitud de la restricción operativa y poder, en consecuencia, resolver la programación y supervisión de la operación segura y económica de las instalaciones que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es decir, el informe no busca resolver el "origen del problema" así como tampoco establecer el "mínimo contractual", tal como se desprende de la carta de Ref. [1] (...)”

Para HEASPA sería evidente que en este punto no existe realmente una discrepancia con el CEN, dado que este señala expresamente que considera el parecer del Informe MSS en lo relativo a la verosimilitud de las restricciones operativas informadas por HEASPA, y no en relación con los fundamentos jurídicos aplicables.

Luego, HEASPA afirma que la regulación eléctrica obliga a considerar los convenios de uso de aguas y sus restricciones. Expone que la pretensión de la discrepante, consistente en que el CEN no considere las restricciones dispuestas en los convenios de uso de aguas, no tendría asidero en la regulación eléctrica vigente.

Al respecto, expone que el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación dispone que el CEN debe efectuar “(...) la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación (...)”. Agrega que, analizando esta definición, el Panel ha señalado⁷ que: “(...) el Reglamento de la Coordinación define la programación como una optimización, con su función objetivo y restricciones (...)”. Agrega que luego, la misma disposición identifica las variables a determinar en la optimización, al disponer que “(...) [l]a programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva (...)”.

Agrega que, a partir de dicha disposición, el Panel ha señalado que: “(...) las variables de decisión de la optimización corresponden a los valores de energía gestionable y colocación de energías y reservas (...)”⁸.

Tratándose de los valores de la energía gestionable (*i.e.*, embalsada o almacenada), HEASPA señala que el artículo 37 del referido reglamento dispone que, en la programación de la operación, el CEN debe calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico. A su vez, expone que el artículo 38 del mismo reglamento precisa que:

⁷ Dictamen N°44-2023, p.23.

⁸ Idem.

“(…) Para la determinación del costo de oportunidad [...], el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros (...).”.

Indica que, complementariamente, el artículo 44 del mencionado reglamento define los parámetros que se deben considerar en la formulación de la optimización de la programación de la operación⁹. En dicho contexto, señala que los literales i) y j) del art. 44 del Reglamento de la Coordinación contienen parámetros distintos, es decir, se refieren a aspectos vinculados, pero en última instancia, diversos, debiendo ambos ser considerados en el proceso de programación de la operación, tal y como se desprendería del claro tenor de la norma.

La empresa destaca que, mientras el literal i) de la referida disposición alude expresamente a “[c]onvenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador”, el literal j) alude a otros instrumentos__ (restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso), los que, copulativamente: (i) son “adicionales” a los convenios de uso vigentes informados al CEN; y, (ii) afectan la disponibilidad de agua.

De las citadas disposiciones, HEASPA concluye que la programación de la operación es un proceso en el cual deben incluirse todas las variables que puedan incidir en la determinación de la colocación óptima de energía en el sistema eléctrico, entre las cuales se deben incluir las de origen contractual (convenios).

En dicho contexto, tratándose de los convenios de uso de aguas con las OUA, HEASPA señala que: (i) se trata de convenios de uso de agua vigentes que fueron informados al CEN mediante Carta DE04303-18, de fecha 25 de mayo de 2018; (ii) dichos convenios contienen restricciones en cuanto al uso de sus aguas para la generación eléctrica; y (iii) tales restricciones importan una afectación de la disponibilidad del recurso.

En relación con lo último, HEASPA destaca que los convenios de uso de agua suscritos con las OUA sí implican una “afectación de la disponibilidad del recurso”, ya que la referida afectación puede darse no sólo a raíz de situaciones que llevan a que el recurso escasee, y que, por ende, impliquen un déficit de generación, que es lo planteado por la discrepante.

Sostiene que, dado que el reglamento no distingue, la disponibilidad del recurso también puede verse afectada con ocasión de otras situaciones que impidan utilizar dicho recurso, o bien, impidan reducir su uso. Un ejemplo en ese sentido agrega, serían aquellos convenios que establecen ciertos volúmenes máximos utilizables para generación (por ejemplo, Convenio del Lago Laja), mientras que ejemplos de situaciones que impiden reducir el uso del recurso serían, precisamente, los convenios de usos de aguas de HEASPA y las OUA.

Para la empresa, debido a que todas estas situaciones pueden tener un impacto en la

⁹ Dictamen N°44-2023, p.23.

operación segura o económica del sistema, diversas disposiciones del Reglamento de la Coordinación obligarían al CEN a considerarlas en la programación de la operación, en cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación establecidos en el artículo 72-1 de la LGSE, particularmente los contenidos en su N°1 (preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico) y N°2 (garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico). Así, menciona los siguientes: (i) el artículo 36, inc. 2, del referido reglamento dispone que "(...) [l]a programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico..."; (ii) luego, el inciso 3° del mismo artículo 36 dispone que el proceso de programación de la operación "(...) deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título (...)"; (iii) el art.38 del Reglamento de la Coordinación precisa que "(...) Para la determinación del costo de oportunidad [...], el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros (...)"; y (iv) el artículo 55, inciso 1, dispone que "(...) El Coordinador deberá incorporar dicha información con el fin de lograr la correcta modelación de las centrales hidráulicas en la programación de la operación (...)".

Por lo expuesto, HEASPA concluye que la pretensión de la discrepante, consistente en que el CEN no considere las restricciones dispuestas en los convenios de uso de aguas, no tendría asidero en la regulación eléctrica vigente. Agrega que la interpretación propuesta por la discrepante implicaría una "lectura expropiatoria" de la regulación eléctrica -al privar a las OUA del libre ejercicio de sus derechos de aprovechamiento-, lo que contravendría expresamente el principio de "interpretación conforme a la Constitución", que consiste en buscar la interpretación de las normas que permita resolver, dentro de lo posible, la conformidad de una norma con la Constitución¹⁰.

Enseguida, la empresa sostiene que la regulación contractual obliga a considerar los convenios de uso de aguas y sus restricciones.

Al respecto, explica que la consideración de los convenios de uso de aguas en la programación de la operación no sólo se aviene con los principios esenciales de la regulación eléctrica, sino

¹⁰ Vid. la STC Rol N°1209 (c.11). En el mismo sentido, vid. las STC Roles N°s 257 (c.12); 271 (c.7); 293 (c.24); 297 (c.13); y 309 (c.3).

que, asimismo, con principios fundamentales del derecho privado y público, como son los de respeto e intangibilidad de los contratos válidamente suscritos y de los derechos de ellos derivados, sobre los cuales recae todo el régimen de protección inherente a la garantía constitucional del derecho de propiedad.

HEASPA argumenta que en virtud del artículo 19, N°24, inc. 2, de la Constitución Política de la República, las limitaciones que se pueden imponer al derecho de propiedad que se tiene sobre los derechos de aprovechamiento deben preverse expresamente en la ley, lo que en la especie no sucedería, toda vez que la regulación legal eléctrica no prevé la posibilidad de limitar derechos de aprovechamiento de aguas de terceros con ocasión de la operación del sistema eléctrico, salvo situaciones especiales de emergencia, como es el caso de la Ley N°20.304 de 2008.

Indica que la interpretación de la discrepante obviaría absolutamente lo anterior, al tener como consecuencia directa la vulneración de los convenios de uso de agua y los derechos de aprovechamiento de agua de las OUA, ya que implicaría que estas no podrían utilizar todas las aguas a que tienen derecho de acuerdo con sus títulos y en las oportunidades que ellos deseen.

Luego, HEASPA se refiere al supuesto yerro en el fundamento jurídico de MSS y a que las restricciones a considerar sólo serían las de "instalaciones", y no a "limitaciones o restricciones contractuales".

La empresa sostiene que la discrepante erraría en su interpretación de la normativa aplicable, ya que la regulación diferencia entre el "origen" de las restricciones y limitaciones, y el "impacto" de ellas en las instalaciones. Adicionalmente, sostiene que la discrepante no se cuestiona técnicamente las restricciones o limitaciones operativas.

En cuanto a que la regulación distingue entre "origen" e "impacto" de las restricciones o limitaciones, HEASPA reitera el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación, en cuanto dispone que el proceso de programación de la operación:

"(...) deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título (...)"

Luego, prosigue, aun cuando el artículo 44, literal r), y el artículo 45, aluden a limitaciones o restricciones operativas de las instalaciones, una simple lectura de este segundo artículo permitiría descartar esa lectura limitada. Al efecto, señala que el inciso 3 del citado artículo 45 señala expresamente que: "(...) [d]entro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental

(...)”.

Agrega que el artículo 55 del Reglamento de la Coordinación establece: “(...) [d]e igual modo, deberán informar al Coordinador respecto de la configuración de la cuenca hídrica en que se encuentran sus centrales, en particular, respecto de la conectividad con otras centrales aguas arriba o debajo de sus instalaciones, información relativa a pronósticos de caudales afluentes en régimen natural, caudales ecológicos y restricciones ambientales, entre otros. El Coordinador deberá incorporar dicha información con el fin de lograr la correcta modelación de las centrales hidráulicas en la programación de la operación (...)”.

Añade que, en sentido similar, la NTCyO PMGD señala (art.2-14): “(...) Las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren operando 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, no determinarán el Costo Marginal Real (...)”.

De dichas disposiciones HEASPA concluye que, para la regulación, el origen de las restricciones o limitaciones operativas no se encuentra única y exclusivamente en las características técnicas de la instalación, sino que ellas podrían tener un origen diverso, como puede ser la normativa ambiental, o la normativa propia de otros sectores, como puede ser la normativa aplicable a los derechos de aprovechamiento de aguas y los contratos correspondientes.

Indica también que la discrepante no ofrece antecedentes técnicos que permitan rebatir o cuestionar lo concluido por el Informe MSS, si no que sólo cuestionamientos de índole estrictamente jurídico. Por lo anterior, a juicio de HEASPA, no existiría un cuestionamiento técnico que permita fundar la discrepancia.

Por último, la empresa se refiere al vínculo entre HEASPA y las asociaciones de riego.

Al respecto, HEASPA cuestiona que pueda existir una discrepancia en este punto, ya que no existe un pronunciamiento al respecto ni en el Informe MSS ni tampoco en la carta discrepada del CEN.

Indica que las motivaciones y fundamentos de las actuaciones de HEASPA no han sido abordados ni analizados por el CEN, por cuanto se trataría de asuntos que escapan de su ámbito de competencia. El régimen de precios de los contratos suscritos por HEASPA tampoco ha sido abordado por el CEN, ni por el Informe MSS.

Por lo anterior, HEASPA considera que cualquier consideración adicional vinculada con aspectos no planteados ni abordados por el CEN en su carta discrepada ni por el Informe MSS -y ni siquiera por la discrepante en su carta de 28 de noviembre de 2023-, no debería ser objeto de este proceso ante el Panel.

En presentación complementaria, HEASPA reitera que los cuestionamientos técnicos no guardan relación alguna con el objeto del Informe MSS ni con la carta discrepada. Insiste que el objeto del informe, consistía en “(...) verificar si los argumentos y hechos planteados por el

Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893 tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al "Contrato" (...). Agrega que el IL 1893 se centraba en cuestiones vinculadas con la operación de la central, particularmente, en lo relativo al problema de respuesta en tiempo real que afectaban a la central de HEA (dado que ni la propiedad ni la administración de la válvula Howell-Bunger son de HEASPA), y en los impactos que las consignas de reducción intra-diaria emitidas por el CEN tenían en el ejercicio de los derechos de aguas de los regantes que se encuentran aguas abajo del embalse. Indica que este último punto es de especial importancia y fue confirmado por el consultor y personal del CEN en terreno.

En dicho contexto, para HEASPA sería claro que el IL 1893 no tenía como centro la existencia de los convenios de riego con las OUA, sino que, por el contrario, para el referido informe, dichos convenios eran un "dato" a considerar, constituían el origen de las restricciones que aquejaban y aquejan a la central de HEA, en los términos previstos en el artículo 45, inc. 3, del Reglamento de la Coordinación.

Señala que precisamente por ello es que el encargo efectuado por el CEN a la consultora MSS buscaba verificar tal situación, y no si los convenios de riego debían o no ser considerados en el marco de la programación de la operación.

HEASPA agrega que en el Informe MSS se puede apreciar que este ratificó la existencia del problema de respuesta en tiempo real derivado de que tanto la titularidad como la operación de la válvula está entregada a terceros, así como la potencial afectación del ejercicio de los derechos de aguas de los regantes; y, por ende, prosigue, habría ratificado el fundamento técnico de la restricción operativa informada por la central de HEA, todo ello, dentro del contexto de los convenio de riego existentes.

Adicionalmente, HEASPA agrega que lo dispuesto en el artículo 45, inciso 2º, del Reglamento de la Coordinación, que dispone que en caso de deber aplicarse la regla de prorrata que ella contiene, ello debe efectuarse "(...) considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas (...)", y que esta aplicación debe considerar las restricciones operativas.

Respecto a los cuestionamientos jurídicos de la discrepante, HEASPA señala que estos serían abiertamente contrarios a la regulación aplicable.

Agrega que el Informe MSS no contiene ni una reproducción ni mucho menos una interpretación de las normas aplicables del Reglamento de la Coordinación, simplemente porque no se trataría de un informe jurídico, ni contendría una opinión jurídica en relación con la limitación informada por HEASPA. Indica que tanto para el CEN como para la consultora MSS, lo importante era la verificación técnica de los fundamentos del IL.

En relación con la "afectación de la disponibilidad del recurso", dado que el reglamento no distingue, para HEASPA la referida afectación puede darse en otras situaciones distintas a la planteada por la discrepante, como por ejemplo: (i) situaciones de convenios que contengan previsiones que en ciertas circunstancias impidan utilizar el recurso, como ocurre por ejemplo

en el caso del convenio del Lago Laja; o (ii) situaciones de convenios que contengan previsiones que en ciertas circunstancias impidan reducir su uso, como ocurriría precisamente con los convenios de riego de HEASPA con las OUA y con otros convenios de riego vigentes para otras centrales hidráulicas de pasada, según información extraída del sistema Neomante.

Indica que, en estos casos, la solución del problema de optimización requiere considerar todas las restricciones que puedan incidir en la programación de la operación en lo relativo al uso del recurso hídrico, sea porque impiden su uso o porque impiden reducir su consumo. Indica que la imposibilidad de reducir la generación hidroeléctrica, y, por ende, el consumo de agua para tal fin en ciertos casos, implicaría claramente una afectación a la disponibilidad de esta, ya que implica un menor consumo del recurso, el que a su juicio debe considerarse en la programación del resto de instalaciones, motivo por el cual es una circunstancia que debe considerarse por el operador del sistema a la hora de resolver el problema de optimización. Ello, explica, dado que, desde el punto de vista de la programación de la operación, la adecuada resolución del problema requiere considerar todos aquellos aspectos que pueden incidir de una u otra forma en el uso del recurso y en la mayor o menor disponibilidad del mismo, de forma de acercar lo más posible la programación a la realidad.

En lo atinente a que las restricciones operativas sólo pueden relacionarse con aspectos propios de las instalaciones, HEASPA reitera que sería evidente en la regulación que una cosa es el origen de las limitaciones y otra diferente el impacto que ellas pueden tener en las instalaciones eléctricas. Al efecto, señala que la lectura que propone en este punto la discrepante chocaría abiertamente con el claro tenor literal del artículo 45, inc. 3, del Reglamento de la Coordinación.

En relación con lo afirmado por la discrepante respecto a que en la forma de proceder de las OUA y HEASPA existiría un conflicto de interés, ya que las OUA tendrían un incentivo económico para asegurar la mayor generación posible de la central de HEA, señala que la discrepante ha efectuado una imputación absolutamente carente de fundamento.

Agrega que tal afirmación denotaría desconocimiento de la regulación aplicable a las Juntas de Vigilancia, la cual dispone como expreso deber del directorio de tales entidades (art. 274 del Código de Aguas):

“(...) Son atribuciones y deberes del directorio los siguientes:

1. Vigilar que la captación de las aguas se haga por medio de obras adecuadas y, en general, tomar las medidas que tiendan al goce completo y a la correcta distribución de los derechos de aprovechamiento de aguas sometidos a su control (...).”

Adicionalmente, prosigue, desconocería el propio tenor de los contratos de riego .

A continuación, la empresa se refiere al supuesto actuar ilegal de HEASPA alegado por Cuenca Solar SpA.

Sobre la alegación relativa a la falta de entrega de información al CEN, señala que ello sería

absolutamente incorrecto, y que HEASPA cumplió con entregar la información requerida, lo que se acreditaría de una serie de antecedentes a que hace referencia.

Sobre la supuesta falta de prueba de la veracidad de las restricciones, indica que el encargo del Informe MSS buscaba precisamente determinar si, dadas las restricciones operativas informadas por la central de HEA, era posible implementar mecanismos alternativos de operación, considerando la situación ocurrida a partir del siniestro de la segunda unidad de la central de HEA.

En efecto, prosigue, por Carta DE05096-22, de 20 de octubre de 2022, el CEN informó que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, se procedería a efectuar una Visita Técnica para "(...) recabar en terreno, antecedentes asociados a las restricciones informadas que estarían afectando a la Central Embalse Ancoa (...)", dado que interesaba al CEN poder determinar "(...) los motivos que impiden poder cumplir con los compromisos de riego mediante el uso de los medios alternativos (...)".

Luego, agrega, por Carta HEA 074/2022, de 3 de noviembre de 2022, entre otras cosas, HEASPA informó al CEN que la falla de la segunda unidad de la central de HEA correspondió a un evento no programado e intempestivo, que mantuvo a dicha unidad fuera de servicio por aproximadamente 8 meses, caso en el cual la DOH debió accionar la válvula difusora ante una eventualidad, ajuste que se mantuvo en forma prolongada en el tiempo, sin variaciones diarias.

Así, concluye que la Visita Técnica se enmarca en lo dispuesto en el referido artículo 45, el cual establece un mecanismo para validar las restricciones que afecten a las instalaciones eléctricas. Agrega que dicho mecanismo descansa en la posibilidad de acudir a diversos instrumentos para verificar la veracidad de las limitaciones que se informen al CEN y que se originen con ocasión de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Señala que eso sería precisamente lo que se habría realizado no solo a través de la Visita Técnica, sino que, asimismo, por medio del Informe MSS, no apreciándose antecedentes que permitan desvirtuar lo concluido en tales medios probatorios.

Sobre la verificación de la información entregada por HEASPA, la empresa destaca que existe un marco jurídico que busca asegurar que la información entregada sea veraz. Al efecto, hace referencia a los artículos 72-2 y 72-8, ambos de la LGSE, de los cuales la empresa concluye que existiría una suerte de "presunción" de exactitud de la información que obra en los sistemas de información del CEN, de forma tal que quien cuestione algún aspecto de la misma, debiera en su opinión aportar antecedentes en tal sentido, lo que estima no habría ocurrido.

Sobre la responsabilidad de los PMGD, HEASPA reitera que el diseño, administración y operación del embalse funcionaron sin dificultades hasta la entrada en operación de los PMGD.

La empresa destaca que han sido los propios PMGD los que habrían presentado falencias durante sus procesos de conexión, al elaborar de forma deficiente los estudios de conexión necesarios al momento de decidir sus inversiones, sin verificar correctamente si con su conexión se generarían inversiones de flujos.

Agrega que esto habría sido constatado claramente por la SEC en su reciente Oficio N°204293, de fecha 18 de diciembre de 2023, en el que señala que "(...) se han observado casos en que no se ha realizado correctamente el análisis de congestiones de transmisión establecido en el artículo 2-25 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión ("NTCO") en las evaluaciones técnicas de conexión de PMGD (...)".

Asimismo, cita la Carta CGE de 20 de octubre de 2022, dirigida a la Dirección Regional de la SEC en la región del Maule, por medio de la cual la distribuidora informaba de las dificultades encontradas a la hora de materializar las limitaciones instruidas, entre otros, a los PMGD de Carbon Free y a CVE Group.

A continuación, la empresa se refiere a algunas consultas formuladas en el marco de la Audiencia Pública.

En relación con la consulta acerca del sentido en que podría afectar a la disponibilidad del agua en la programación, el uso del agua de una central que es considerada una central de pasada, HEASPA reitera que el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación establece las consideraciones que debe utilizar el CEN para la programación de la operación. Agrega que la programación de la operación tiene por objetivo garantizar la operación segura más económica del sistema eléctrico y que, en ese sentido, para lograr este objetivo necesariamente deben considerar los convenios de riego que afecten la disponibilidad de agua para las hidroeléctricas.

Indica que, en el caso de las centrales con capacidad de regulación, se debe calcular un costo de oportunidad de los recursos hidráulicos gestionables, toda vez que para asegurar una operación económica se deben utilizar dichos recursos en la oportunidad donde la generación hidroeléctrica permite optimizar de mejor forma el costo sistémico (*i.e.* desplazar generación térmica).

Adicionalmente a la optimización económica, señala que esto podría evitar una "falla de energía", tal como la que sucedió en el año 1998.

En particular tratándose del caso de HEASPA, que corresponde a una central de pasada, indica que el problema de optimización es más simple que en el caso con recurso gestionable (embalse). Ello, prosigue, pues no se requeriría resolver un problema de programación lineal. Pero, explica, sí afectaría el costo sistémico de operación al considerar dicha disponibilidad de agua y su uso en la programación diaria. Indica que en el llenado de la curva de duración se debe considerar la generación más económica para el sistema en primer lugar (orden de mérito), que en este caso corresponde a la generación hidráulica de pasada de HEASPA utilizando la disponibilidad de agua que definen los regantes.

Agrega que esto sería especialmente relevante para las horas punta y las horas de noche, en las cuales no hay sol y las centrales PMGD solares no entregan energía al sistema. Señala que en la noche la generación de HEASPA permite desplazar generación térmica, reduciendo el costo sistémico y aumentando la seguridad del sistema. Es decir, expone, sería lo mismo

que en el caso de los embalses, pero con un costo de oportunidad nulo.

En resumen, la empresa señala que los convenios de riego de HEASPA afectan la disponibilidad de agua que tiene la central hidroeléctrica para desplazar generación térmica y optimizar el costo de operación del sistema, por lo que deben considerarse en la programación de la operación.

Explica que, pese a tener una capacidad de generar hasta un caudal de 28 m³/s en condiciones de embalse lleno, al inicio de la temporada de riego, la generación está efectivamente limitada a los caudales requeridos según las necesidades de riego definidas por los regantes e informadas al CEN vía los Informes de Limitaciones, siendo que perfectamente podría la central generar a plena carga y así ser considerado para los efectos de la programación.

Señala que, dado que dicha situación tiene una clara incidencia en el volumen de agua disponible para generación (dado que pudiendo generarse más, no se hace), entiende que ella implica, efectivamente, una afectación a la disponibilidad del recurso, en los términos señalados en el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación.

Adicionalmente, señala que puede darse la situación inversa -que es precisamente la que aqueja a la central de HEA-, esto es, que requiriéndose que la central de HEA genere un menor volumen de energía en el día, no lo pueda hacer, por cuanto ello implicaría afectar las necesidades de riego de los regantes ubicados aguas abajo. En tal situación, continúa, la programación de las reducciones a prorrata que deba efectuar el CEN deberá considerar precisamente el "exceso de disponibilidad de recurso" derivado de las situaciones que aquejan a la central de HEA y cuyo origen se sitúa en los convenios de riego con las OUA. La necesidad de considerar el referido "exceso" implicaría, en última instancia, "afectar" la disponibilidad del recurso, la cual, en circunstancias normales, debería haberse considerado con unos volúmenes distintos.

Respecto a la consulta sobre los derechos de aprovechamiento que tienen las OUA, HEASPA indica que las OUA no son titulares de derechos de aprovechamiento, sino que, ellas "(...) tienen por objeto administrar y distribuir las aguas a que tienen derecho sus miembros en las fuentes naturales, explotar y conservar las obras de aprovechamiento común y realizar los demás fines que les encomiende la ley..." (art. 266, Código de Aguas).

Indica que en el caso de Ancoa, las diversas OUA acopian en el embalse las aguas cuyo aprovechamiento administran en los términos expresamente identificados en los convenios. Así, agrega, en el embalse Ancoa se acopian: (i) parte de las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento de aguas de propiedad de los accionistas de la "Junta de Vigilancia del Río Ancoa", en los volúmenes indicados en el respectivo convenio; (ii) parte de las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento de aguas de propiedad de los accionistas de la "Asociación Canal del Melado", en los volúmenes indicados en el respectivo convenio; y (iii) las aguas que emanan de los derechos de aprovechamiento consuntivos, de ejercicio eventual y discontinuo constituidos a favor de la DOH mediante las Resoluciones DGA N°106, de 29 de enero de 1996, el primero, y N°803, de 29 de diciembre de 1995, el

segundo; cuyo traslado fue autorizado por Resolución DGA N°454, de 7 de agosto de 2006, todos los que se acompañan.

Indica que esas aguas son las que están destinadas a fines de riego, y adicionalmente, a los fines de generación hidroeléctrica, en los términos descritos en los respectivos contratos.

Respecto de la posibilidad de cumplir con el ejercicio de los derechos de agua por vías alternativas a las unidades de generación, HEASPA reitera que el Informe MSS tuvo precisamente verificar en terreno los argumentos de HEASPA en cuanto a la restricción operativa y así lo plasmaron en su informe. Agrega que la variación diaria de generación produce perturbaciones que afectan el ejercicio en calidad y oportunidad de los derechos de agua por parte de los regantes.

2.4. Presentación de Cuenca Solar

Cuenca Solar, en calidad de interesada, explica que es propietaria del proyecto San Antonio, de 9 MW. Agrega que Los Libertadores Solar SpA es dueña del proyecto Saturno y del proyecto Mercurio.

Señala que los referidos proyectos han sido afectados por reducciones de inyecciones mandadas por CGED y por LuzLinares respectivamente, en virtud de la instrucción del CEN por congestiones existentes en las líneas 1x66 Chacahuín-Linares y 1x66 Panimávida-Chacahuín. Manifiesta que las congestiones que se producen en la línea 1x66 Panimávida-Chacahuín se deben también a las inyecciones de la central de HEA.

A modo de ejemplo indica que en las últimas comunicaciones de limitación de parte de las respectivas distribuidoras, recibidas por sus centrales, se indicó lo siguiente:

- Con fecha 25 de enero de 2024, CGED informó a las 8:38, 12:02 y 14:58 que San Antonio debía reducir sus inyecciones a 3,8 MW, 4,5 MW y 5 MW respectivamente.
- Con fecha 25 de enero de 2024, LuzLinares informó a las 8:32 que los proyectos Saturno y Mercurio) debía "mantener la generación en los valores actuales (4,6 MW) y a las 15:34 que podía subir a 1 MW (0,5 MW cada proyecto).

La interesada afirma que las restricciones son diarias y varían en forma horaria y se mantienen hasta la fecha de esta presentación. Indica que, desde el inicio de las limitaciones instruidas por las compañías distribuidoras hasta enero del presente año, los proyectos han estado impedidos de inyectar 11.008 MWh (San Antonio) y 6.743 MWh (Saturno y Mercurio) aproximadamente, y el perjuicio económico de ambas compañías asciende en conjunto a \$991.739.622 aproximadamente; lo que se demostraría en un documento que acompaña "Estimación Pérdidas por Limitaciones SA y PV".

Añade que el pronunciamiento que se emita con relación a la discrepancia en curso repercutirá directamente en las restricciones que se han aplicado a los referidos proyectos lo cual dejaría en evidencia la calidad de parte interesada de Cuenca Solar y de Los Libertadores Solar SpA en esta discrepancia.

La interesada se refiere al contexto en el cual fue emitido el Informe MSS, y que derivó en la presente controversia. Explica que, a fines del año 2021, se detectaron congestiones en la referida línea por lo que el Coordinador instruyó reducciones de generación para evitar una situación de riesgo a la seguridad del servicio en el SEN.

Frente a lo anterior, prosigue, HEASPA informó que la central de HEA estaba afectada por restricciones operativas que le impedían reducir la generación de energía, consistentes en acuerdos suscritos con las asociaciones de riego (JVRA, JVRAPS y ACM), que establecen que son dichas asociaciones las que definen unilateralmente los caudales retirados, los cuales se podrían entregar sólo a través de la operación de las unidades generadoras de la central de HEA.

Agrega que en consideración a las aludidas "restricciones operativas", el Coordinador instruyó a las empresas de distribución que aplicaran reducciones de generación a los proyectos PMGD conectados a dichas redes debido a las congestiones en las líneas 1x66 Chacahuín-Linares y 1x66 Panimávida-Chacahuín, entre los cuales están los proyectos San Antonio, Saturno y Mercurio.

Cuenca Solar se refiere a una falla ocurrida el 26 de enero de 2022 en la unidad N°2 de la central de HEA, por lo que estuvo indisponible por ocho meses y derivó en una reducción de la capacidad de generación de energía de la central de HEA durante dicho periodo. Menciona que el Coordinador le solicitó a HEASPA que remitiera "los antecedentes que justifican la forma en la que se están cumpliendo con los requerimientos de riego, particularmente en cantidad y oportunidad" ya que HEASPA había informado que "(...) no puede reaccionar a una solicitud de baja de generación sin reducir el caudal entregado para el riego". Añade que HEASPA había informado que sólo se podía cumplir con los requerimientos de las asociaciones de riego "mediante la descarga de las unidades generadoras de la central HEA" y que "la mayor demanda de riego se produce en los meses de enero y febrero".

La interesada menciona que, en respuesta a la carta del CEN, HEASPA indicó que los compromisos de riego se estaban cumpliendo a través de las válvulas difusoras del embalse, de propiedad de la DOH, sin entregar información de detalle en relación a lo requerido por el Coordinador, referido a la cantidad y oportunidad de los caudales entregados.

Cuenca Solar destaca que la situación permitió comprobar que los compromisos con asociaciones de riego podían ser cumplidos por una vía diversa a la entrega de agua realizada a través de las turbinas de la central de HEA, no siendo requisito turbinar el caudal liberado desde el embalse Ancoa. Sostiene que HEASPA reconoció que se puede cumplir de manera alternativa con los requerimientos de riego, y no sólo a través de la descarga de las unidades generadoras de la central de HEA. Por tanto, concluye, es evidente que la central de HEA sí puede reducir sus inyecciones de energía al SEN sin poner en riesgo sus compromisos contractuales de riego, toda vez que la unidad generadora N°2 estuvo fuera de servicio durante ocho meses aproximadamente, lo que coincidió con el periodo de mayor demanda de riego y aún así, se cumplió con los mencionados compromisos contractuales.

Considerando dicha situación, prosigue la interesada, y que HEASPA no proveyó la información requerida, el Coordinador solicitó un informe a la empresa MSS con el objetivo de "verificar si los argumentos y hechos planteados por el Coordinado Hidroeléctrica Embalse Ancoa (HEA) en su documento IL 202200001893 tienen fundamentos técnicos que le impiden dar cumplimiento al "Contrato de Uso de Aguas entre Junta de Vigilancia del Rio Ancoa y Sus Afluentes y Embalse Ancoa Ltda e Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa".

Cuenca Solar relata que el Coordinador envió un *link* para descargar el Informe de MSS a los propietarios de los proyectos PMGD afectados por la congestión en la línea 1x66 Chacahuín-Linares, como justificación para continuar aplicando las restricciones de inyección, pero sin pronunciarse sobre el contenido del mismo. Agrega que, en este contexto, no era ni es posible concluir que, de los antecedentes recabados por MSS, se encontraría debidamente justificada la restricción de la central de HEA ni de la comunicación discrepada (carta DE0583-23) se concluya con claridad los elementos que tuvo el CEN para determinar que la restricción mencionada deba ser considerada en la programación de la operación y que ella esté debidamente justificada, conforme lo exigen los artículos 44 y 45 del Reglamento de la Coordinación. En efecto, continúa, a su juicio los antecedentes recabados por MSS no califican normativamente como restricción operativa y que, en consecuencia, no corresponde que se impongan limitaciones a las inyecciones de potencia de los proyectos de su propiedad.

La interesada precisa que el mencionado artículo establece los aspectos mínimos que deben ser considerados por el Coordinador en la programación de la operación de las instalaciones que conforman al SEN, dentro de las cuales se incluyen "i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados; j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador [...]; r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas".

Agrega que referido artículo 45 determina que en la programación de la operación el CEN debe considerar las restricciones o limitaciones de las instalaciones que están sujetas a su coordinación y que "Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento".

Cuenca Solar sostiene que, en virtud de lo establecido por la normativa vigente, el CEN no debió haber considerado la restricción en la programación de la operación, ya que HEASPA no justificó debidamente la restricción que afectaba a su central. Agrega que, contrario a lo dispuesto en el artículo 45 inciso tercero del Reglamento de la Coordinación que establece que el Coordinador puede ordenar auditorías para verificar los parámetros informados por el coordinado, en este caso el coordinado nada había informado, por lo que no era procedente contratar auditoría alguna.

Añade que, una vez emitido el aludido informe, el CEN debió entregar una fundamentación detallada de cómo los antecedentes recabados daban cuenta de que efectivamente no existe un mecanismo alternativo para atender los requerimientos de las asociaciones de riego, y que por tanto, la restricción de la central de HEA se encuentra debidamente justificada. A juicio de la interesada a la fecha se desconoce cuál habría sido el análisis realizado por el Coordinador para determinar, a partir de todos los antecedentes recabados por MSS, que la restricción operativa se encuentra debidamente justificada y que, por tanto, no existe un mecanismo alternativo para cumplir con los compromisos de riego, y que efectivamente la central de HEA se encuentra impedida de cumplir con las instrucciones para reducir su generación.

Para la empresa no es explicable que habiéndose podido cumplir durante ocho meses con los requerimientos de las asociaciones de riego a pesar de la falla en la unidad generadora N°2 - en su período más crítico de demanda de agua- y pudiendo el Coordinador constatar que la supuesta restricción informada por HEASPA se podía cumplir de manera alternativa, se siga considerando en la programación de la operación del SEN la restricción en análisis. Según la interesada lo anterior demostraría que no sería efectivo que la central de HEA esté impedida de reducir su generación y que, por tanto, se impida cumplir con los contratos con las asociaciones de riego.

Cuenca Solar afirma que el informe de MSS cita los artículos 44 y 45 del Reglamento de la Coordinación para aseverar que, conforme a la información recabada, la restricción operativa de la central de HEA es efectiva. Agrega que no existe un análisis o examen detallado que dé cuenta que la situación contractual y las características de las instalaciones del embalse y de la central de HEA, configuren las hipótesis contempladas en dichos preceptos.

La interesada destaca que en el Informe MSS no se hace referencia al período de tiempo en que no funcionó la unidad N°2, en el cual sí se pudo reducir la generación de la central de HEA y se cumplió con los requerimientos de riego respectivos, tampoco existe un análisis respecto de los caudales que debe brindar el embalse a las asociaciones de riego (estudio cualitativo), ni se realiza un análisis cuantitativo respecto a los caudales que indique y aclare que la central de HEA no pueda aportar el agua a los regantes sin generar un cierto nivel de electricidad. Hace presente que fue efectivamente dicha información la que no fue entregada por HEASPA como respuesta a la carta DE00841-23 del CEN.

Cuenca Solar difiere de la recomendación contenida en el Informe MSS respecto a mantener la restricción operativa de la central de HEA, en tanto que la misma no corresponde a los aspectos que deben ser considerados en la programación de la operación, de acuerdo con las hipótesis contempladas en los literales i., j., y r. del artículo 44 y, además, no se cumpliría con lo prescrito por el artículo 45, todos del Reglamento de la Coordinación.

Agrega que, si bien el Coordinador debe tener en cuenta los convenios vigentes de uso de agua informados, dichos acuerdos, que son ajenos a la operación del SEN, no pueden obligar al CEN a coordinar la operación, según lo definan las partes en dichos contratos entre privados. Y menos aún, prosigue, establecer que dichas condiciones contractuales fijadas

impongan al CEN la obligación de que se opere una instalación de una determinada forma. Precisa que las obligaciones contractuales ajenas a la operación del SEN no pueden determinar la operación de este, ya que los objetivos perseguidos en la programación de la operación corresponden a "garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, [...] preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico"¹¹.

Según la interesada los aspectos que deben ser tenidos en cuenta por el Coordinador en la programación de la operación hacen referencia a características o restricciones de las instalaciones, o bien respecto a la disponibilidad de los recursos para la producción de energía, y no así a acuerdos contractuales relacionados a servicios distintos de la generación eléctrica, como lo son aquellos asociados a instalaciones hidráulicas de riego.

Añade que, según el artículo 55 del Reglamento de la Coordinación, para la programación de la operación los coordinados de centrales hidráulicas, que no operen con autodespacho, deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afectan la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales, así como cualquier modificación a los señalados convenios o acuerdos, puesto que el Coordinador debe conocer los recursos hídricos disponibles para determinar cuánta energía pueden generar las centrales hidroeléctricas lo que sería distinto a tener presente convenios de agua para dar cumplimiento a compromisos contractuales con las asociaciones de riego, que nada tienen que ver con el abastecimiento de la demanda eléctrica.

Cuenca Solar concluye que en el Informe MSS no se incluye un análisis en el cual se fundamente que la supuesta restricción operativa informada por HEASPA corresponda a los supuestos contemplados en los artículos 44 y 45 ya indicados. Agrega que no se hace referencia respecto a la hipótesis de confirmar la (in)existencia de un mecanismo sustitutivo para cumplir con los requerimientos de las asociaciones de riego, a pesar de que con la unidad N°2 indisponible se entregó el caudal por medio de las válvulas difusoras de la DOH (válvulas Howell-Bunger o de chorro hueco, como las denomina MSS).

Sostiene que el CEN debe considerar en la programación de la operación, los convenios que restringen la disponibilidad del recurso primario (agua) para los efectos de determinar la energía eléctrica para abastecer la demanda y no tienen relevancia para estos efectos las restricciones asociadas a compromisos contractuales de riego, actividad ajena a la producción de energía eléctrica y ajena a las labores que le competen al Coordinador. Más aún, agrega, considerando que tales restricciones se deben a un defecto en el diseño del embalse y de las instalaciones hidráulicas que lo componen, tal defecto no podría obligar a otras centrales generadoras, como los son los proyectos en cuestión, a subsidiar a la central de HEA.

Según la interesada, el Informe MSS es confuso y contradictorio pues en el "Resumen Ejecutivo" destaca que la problemática es de naturaleza eléctrica y que la solución se debe

¹¹ Art. 36 del Reglamento de la Coordinación.

encontrar en dicha área, "reemplazando o reforzando líneas de transmisión zonal y sus elementos asociados" y en la sección de "Conclusiones" indica que el problema es hidráulico, ya que existen problemas de estabilidad del recurso hídrico para su entrega que impiden cumplir con los contratos con las asociaciones de riego.

Para Cuenca Solar resulta evidente que la problemática es de índole hidráulica, al existir problemas de perturbación al momento en que el recurso hídrico es dispuesto aguas debajo de la central de HEA. Sin embargo, añade, las dificultades que se presentan se pretenden solucionar a través de la central de HEA, a pesar de existen medidas alternativas para ello, y que han sido aplicadas por parte de HEASPA. Por tanto, concluye, si existen medidas alternativas, no es dable que el Coordinador opte porque los proyectos San Antonio, Saturno y Mercurio subsidien a la central de HEA en vez de exigir que se activen dichas medidas alternativas.

La empresa procede a explicar el funcionamiento del embalse Ancoa, de la central de HEA y de sus instalaciones.

Refiere que la DOH construyó el embalse Ancoa para acopiar los derechos de aguas de asociaciones de riego y así su posterior disposición a los miembros y usuarios de éstas, responsabilidad que recae en EAL, sociedad constituida por las asociaciones de riego para dicho fin. Indica que, para estos efectos, se instalaron válvulas tipo Howell-Bunger, propiedad de la DOH, que tienen como objetivo la entrega del agua para el riego. En consecuencia, prosigue, resulta evidente que el uso de dichas válvulas debiera ser la forma idónea para dar cumplimiento a las obligaciones de liberar agua a los regantes, y así fue concebido el referido proyecto. Agrega que dicha situación resulta consistente con lo declarado por las asociaciones de riego en los contratos suscritos con HEASPA, en los cuales se estableció que se debía privilegiar el cumplimiento de la entrega de los caudales por sobre la posibilidad de generar energía.

La interesada señala que posteriormente se desarrolló la central de HEA que capta el agua del embalse Ancoa y genera electricidad para luego restituir las aguas al cauce del Río Ancoa. Agrega que, a solicitud de la DOH, se habría considerado una válvula de seguridad de tipo mariposa para "independizar totalmente el sistema de la Central Hidroeléctrica del sistema de entrega de agua del embalse"¹². Esto último daría cuenta, prosigue, de que es posible separar completamente el sistema de la central de HEA del sistema de entrega de agua del embalse, existiendo otro modo alternativo de cumplir con los requerimientos de las asociaciones de riego.

En relación con el proceso de entrega del recurso hídrico, expresa que, tal como fuera indicado en el Informe MSS:

¹² Respuesta 2.1 de la Adenda del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto "Central Hidroeléctrica Embalse Ancoa".

“El representante de las Asociaciones de Regantes informa semanalmente a la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) el requerimiento de agua para riego – La DOH inicie el Proceso de entrega de agua desde el Embalse Ancoa a través de las turbinas hidráulicas de la Hidráulica Embalse Ancoa (HEA), según generación indicada por el CEN y por acción de las dos Válvulas del tipo Howell-Bunger accionada por la empresa Contratista MN Ingenieros, más la Válvula de entrega del Caudal Ecológico, de ser necesario (operada por Hidráulica Embalse Ancoa.)”¹³.

Cuenca Solar afirma que según la Resolución de Calificación Ambiental de la central de HEA el agua que pasa hacia esta es aquella que no se descarga por las válvulas Howell-Bunger. Refiere que la capacidad máxima de evacuación de dichas válvulas es de 45,89 m³/s, no obstante, el caudal máximo de entrega desde el embalse Ancoa es de 35 m³/s, por lo que las válvulas Howell-Bunger tendrían la capacidad de permitir la evacuación de toda el agua que proviene desde el embalse Ancoa. Agrega que las problemáticas específicas del referido proceso se encuentran en que al ser despachada el agua a través de las válvulas de la DOH se producirían problemas de estabilidad del recurso hídrico, al igual que cuando el Coordinador instruye cambios de potencia, y finalmente también existen complejidades en torno al caudalímetro instalado cerca de las válvulas de la DOH.

En efecto, prosigue la interesada, HEASPA indica que la restricción operativa sería tal porque sólo se puede cumplir con los compromisos por medio de la generación de energía de la central de HEA sin que se puedan establecer limitaciones, o más bien, sin sujetarse a la programación de la operación del Coordinador, por cuanto son las asociaciones de riego quienes definen exclusivamente los caudales retirados, y por tanto, cuánto se producirá de energía.

Para Cuenca Solar no existe evidencia de que efectivamente no se pueda cumplir de manera alternativa con dicha restricción operativa, tal como ocurrió cuando la unidad N°2 de la central de HEA estuvo fuera de servicio o por medio de las medidas alternativas recomendadas por MSS, las cuales deberían implementarse por parte las asociaciones de riego. A su juicio no es aceptable que el SEN deba soportar una situación como la descrita, que corresponde a deficiencias en el diseño estructural del embalse Ancoa y de las instalaciones para cumplir su objetivo. Añade que, si la central de HEA no existiera, las asociaciones de riego habrían implementado medidas –o a lo menos estarían compelidas- para solucionar el supuesto inconveniente. Prosigue señalando que el Informe MSS lo reconoce cuando afirma que “el proyecto adolece de un diseño adecuado para cumplir cabalmente su cometido [...]”, y en virtud de los defectos de dichas instalaciones “[...] da como resultado perturbaciones hidráulicas que afectan a los Regantes”.

Según esta empresa las asociaciones de riego pretenderían solucionar el problema de diseño de sus infraestructuras a costa de los proyectos señalados inicialmente, al sostener que dicha

¹³ Página 6 del Informe MSS.

situación constituye una restricción operativa de las instalaciones sujetas a la coordinación del CEN, siendo que dichas limitaciones nada tienen que ver con la generación de energía eléctrica, sino que con el abastecimiento de aguas.

La interesada sostiene que dada la recomendación primaria en el Informe MSS de “mantener las restricciones operativas, mientras esté presente la causa matriz que pone en riesgo el Sistema Eléctrico”, no existen los incentivos para avanzar en las medidas que dicho consultor recomienda implementar por cuanto se mantiene la situación en un *status quo* que beneficia a las asociaciones de riego como a HEASPA, y lo que debiera ser una situación transitoria se transforma en una situación permanente. Agrega que, sumado a lo anterior, no existe motivación para que las asociaciones de regantes implementen las medidas recomendadas por MSS ya que como indica la discrepante “se presenta el siguiente “incentivo perverso”: mientras más agua esas asociaciones de riego le ordenen a HEA inyectar, mayor será la generación de la Central, un mayor precio recibirán entonces los regantes”.

Cuenca Solar afirma que el Coordinador debe efectuar la programación de la operación de las instalaciones del SEN según los artículos 72-1 y 212-1 de la LGSE y el mismo Coordinador lo destaca en la carta discrepada “cualquier ajuste en la dirección indicada en la carta de Ref. [1], puede llevar al SEN a una operación que resulte menos segura o económica, lo que está en conflicto con las funciones del Coordinador dispuestas en la Ley”. Sin embargo, añade, por medio de la estructura contractual de HEASPA, dicha empresa se pretendería alejar de las reglas de coordinación de la operación.

Lo anterior, prosigue, trae como resultado que se busque que la central de HEA priorice los requerimientos de riego por sobre el suministro de energía eléctrica al SEN, lo que atentaría directamente contra el principio de seguridad del servicio, lo que sería un error, y aceptarlo por parte del Coordinador implicaría que este último desatienda los principios fundamentales que orientan su labor.

La interesada afirma que el modo en que se plantea que la central de HEA sea operada es pernicioso para el SEN, por cuanto la generación de energía no tiene como objeto suplir la demanda requerida, sino más bien satisfacer los requerimientos de las asociaciones de riego. Agrega que dichos requerimientos funcionarían de manera imprevista –o al menos se desconoce su planificación- ya que HEASPA no ha informado cómo cumple con los requerimientos de riego, en cantidad y calidad y, en vez de entregar la información requerida por el Coordinador, se habría resguardado señalando que estos son definidos exclusivamente por las asociaciones de riego. Es decir, prosigue, la coordinación de la operación del CEN quedaría subyugada a lo que determinen las asociaciones de riego.

Para la empresa hay una vulneración al principio de seguridad del servicio, por cuanto la operación de la central de HEA no tendrá la capacidad de respuesta que debe tener el SEN para abastecer la demanda de energía ni podrá aportar ante contingencias, ya que su funcionamiento está mandatado por los requerimientos de riego, y no por las exigencias del sistema eléctrico. A mayor abundamiento, expresa la interesada, existiría un atentado al

atributo de suficiencia del principio de seguridad del servicio, ya que la generación de energía depende de las necesidades que determinen las asociaciones de riego.

Concluye que de aceptarse que la hipótesis planteada por HEASPA y de confirmarse que este caso corresponde a una restricción operativa, el Coordinador adoptará medidas que van en directo perjuicio del principio de seguridad del servicio que debe ser preservado en su labor.

Cuenca Solar manifiesta que, de rechazarse la discrepancia presentada por Linares Generación, se estaría confirmando que los contratos entre privados configuran una limitación operativa para la programación del SEN, a pesar de que la restricción en cuestión no diga relación con la disponibilidad (o falta) de un recurso primario para la operación de las instalaciones en la generación eléctrica.

La interesada destaca que HEASPA ha suscrito contratos para el uso de agua para la operación de la central de HEA con las tres asociaciones de riego, en ellos se estableció que el caudal sería definido unilateralmente por las referidas asociaciones y cita:

“(...) la determinación exacta del caudal de las aguas que por este acto se entregan en uso y que se incorporará a la Central hidroeléctrica antes referida, le corresponderá en forma exclusiva a la JVRA, conforme a los requerimientos de riego que los usuarios de la JVRA determinen”.

Por su parte, continúa, para efectos del aprovechamiento de esas aguas y de las instalaciones del embalse se suscribió el acuerdo correspondiente al “Contrato de promesa de usufructo de derecho de aprovechamiento no consuntivo de aguas y promesa de usufructo y servidumbre de inmueble e instalaciones”, suscrito entre EAL y HEASPA. Señala que, si bien ha tenido a la vista el referido contrato de promesa, entiende que una vez cumplidas las condiciones suspensivas que se establecieron en el mismo, las partes celebraron el contrato definitivo en términos similares.

Cuenca Solar detalla que los precios que HEASPA debía pagar son los siguientes:

Objeto	Precio	Acreedor
Usufructo del derecho de aprovechamiento de agua	0,75% del total de la facturación neta mensual de la central de HEA por venta de (a) energía, (b) potencia, (c) atributos de energía renovable no convencional del artículo 150 bis de la LGSE, y (d) bonos de carbono.	EAL
Usufructo y servidumbre de inmueble e instalaciones del embalse Ancoa	2,25% del total de la facturación neta mensual de la central de HEA por venta de (a) energía, (b) potencia, (c) atributos de energía renovable	EAL

	no convencional del artículo 150 bis de la LGSE, y (d) bonos de carbono.	
Uso de las aguas	4% del total de la facturación neta mensual de la central de HEA por venta de (a) energía, (b) potencia, (c) atributos de energía renovable no convencional del artículo 150 bis de la LGSE, y (d) bonos de carbono /más/	Cada asociación de riego
	0,25% del total de la facturación neta mensual de la central de HEA por los mismos conceptos anteriores.	EAL

Resume que en total HEASPA debe pagar a las asociaciones de riego el 15,25% de la facturación total neta por los conceptos de energía, potencia, atributos de energía renovable y bonos de carbono.

Sostiene que es posible inferir que existe un incentivo económico evidente para las asociaciones de riego de que la central de HEA genere la mayor cantidad de energía posible y no existe motivación alguna para EAL o las referidas asociaciones que se mejore el diseño de las instalaciones, pues el modelo actual las beneficia económicamente, tanto para efectos del riego como por los pagos que reciben por la generación eléctrica de la central de HEA.

Cuenca Solar sostiene que del citado artículo 45 se desprenden los siguientes requisitos que deben verificarse para que una restricción operativa deba ser considerada en la programación de la operación que efectúa el Coordinador: (i) la limitación o restricción debe ocurrir en las instalaciones sujetas a la coordinación del Coordinador; (ii) la empresa coordinada debe informar las limitaciones al Coordinador; (iii) las limitaciones deben estar debidamente justificadas por medio de auditorías o ensayos u otros medios de prueba.

La interesada afirma que la limitación o restricción no afecta a las instalaciones sujetas a coordinación. Menciona que conforme al Informe MSS los requerimientos de riego de las asociaciones de regantes pueden ser cumplidos por medio de las válvulas Howell-Bunger - que forman parte del embalse Ancoa-, sin que sea necesario que el recurso hídrico pase por las turbinas de la central de HEA. Agrega que así fue concebida originalmente la entrega de agua hacia los usuarios y el embalse habría iniciado su operación en octubre de 2012, sin contemplar a la central de HEA puesto que la misma recién fue ingresada a evaluación ambiental en diciembre de 2013. Lo anterior, prosigue, también se confirmaría en la evaluación ambiental de la central de HEA, en que se estableció expresamente que el agua

fuera “entregada a través de las válvulas Howell-Bunger del embalse tal como si no hubiese central conectada”¹⁴.

Manifiesta que tanto en las presentaciones realizadas en la Audiencia Pública como en el Informe MSS, se dio cuenta de que las válvulas Howell-Bunger del embalse Ancoa funcionan, no obstante, no se encuentran debidamente calibradas para cumplir de forma precisa con la entrega de aguas comprometidas a las asociaciones de regantes. Esta circunstancia, añade, no es razón suficiente para limitar las atribuciones del CEN en cuanto a instruir la forma en cómo debe operar la central de HEA, por cuanto dichas válvulas no son instalaciones sujetas a coordinación.

Para la empresa no sería razonable establecer dicha condición de operación en forma permanente cuando deriva de una falla de la operación de la infraestructura ni forzar la operación de la central de HEA como solución al problema de calibración de las válvulas, toda vez que dicha operación causa un perjuicio a terceros, como son las generadoras que deben limitar sus inyecciones para permitir que la central de HEA inyecte toda su capacidad.

Añade que, tal como fuera recomendado en el Informe MSS, se pueden implementar una serie de medidas por parte de los involucrados para solucionar la problemática alegada por HEA- alteraciones de los caudales- como supuesta restricción operativa.

Por otra parte, continúa, el hecho de que las válvulas Howell-Bunger sean de propiedad de la DOH no debe ser un impedimento para hacer uso de las mismas, puesto que la entrega de agua a través de dichas válvulas siempre ha estado bajo el control del embalse Ancoa, y sujeto a los requerimientos de las asociaciones de regantes, quienes para dar cumplimiento a los convenios de riego, instruyen su apertura y/o cierre. Hace presente que así operaba la entrega de agua a los regantes antes de la existencia de la central de HEA.

La interesada indica que HEASPA no ha informado al Coordinador ni la cantidad de los recursos hídricos ni la oportunidad en que deben ser entregados para cumplir con los requerimientos de riego, a pesar de que ello fue expresamente exigido por el CEN por medio de la Carta DE00841-22. Por ello, agrega, el Coordinador decidió recabar dichos antecedentes y solicitó la asesoría de MSS en virtud de que se desconocen “los antecedentes que justifican la forma en la que se están cumpliendo con los requerimientos de riego, particularmente en cantidad y oportunidad”.

Menciona que HEASPA informó, en la Audiencia Pública, que los requerimientos de riego son comunicados con una anticipación de tres a cuatro semanas por lo que resultaría factible efectuar cualquier ajuste que se requiera para despachar el agua por medio de las válvulas Howell-Bunger. Es más, prosigue, el hecho de que se conozca el periodo del año en el cual se demanda el agua por los usuarios de las asociaciones de regantes (octubre a mayo de cada

¹⁴ Página 5 de la Resolución Exenta N°176/2014, de 30 de diciembre de 2014, de la Comisión de Evaluación de la Región del Maule, que aprueba ambientalmente el proyecto “Central Hidroeléctrica Embalse Ancoa”.

año), permite anticipar en gran medida la cantidad de agua que será requerida por riego, ya que esta dependerá de la cantidad de agua que tenga el embalse Ancoa. Hace presente que el Coordinador habría reconocido en la Audiencia Pública que la programación de la operación se modificaría en caso de que se pueda cumplir con los requerimientos de riego sin turbinar el agua por medio de la central de HEA.

La empresa afirma que en virtud de lo anterior y teniendo en consideración que el Coordinador puede conocer con antelación los requerimientos de riego, debiese modelarse la programación de la operación determinando el nivel de operación de la central de HEA para evitar la congestión de la línea, y que el agua que no pueda ser turbinada sea entregada por medio de las válvulas Howell-Bunger; lo que sostiene sería factible si se efectúa con la anticipación suficiente.

2.5. Presentación de Colbún

Colbún, en calidad de interesada, se refiere a materias tratadas en la Audiencia Pública de la presente discrepancia. Señala que se discutió sobre la procedencia de considerar a los convenios de riego suscritos por HEASPA como restricciones operativas para efectos de la programación de la operación del SEN que realiza el CEN. Agrega que la discrepante sugirió que dichas restricciones sólo deberían ser consideradas en un escenario de riesgo sistémico y sugirió que existiría una relación de identidad entre el mínimo técnico de una central y sus restricciones operativas.

Al respecto, la empresa estima necesario aportar a la discrepancia con observaciones que contribuyan al debate que sostuvieron partes e interesadas durante la referida audiencia. Manifiesta que sus observaciones abordan tres aspectos que complementan la discusión: (i) la regulación del sector eléctrico debe ser aplicada en forma orgánica en conjunto con otros cuerpos normativos, como el Código de Aguas; (ii) en general las centrales hidroeléctricas operan en base a DAA, los que imponen obligaciones legales al titular de la central, las que se coordinan y se hacen más eficientes a través de los convenios de riego; y (iii) las restricciones operativas han sido definidas adecuadamente en el Reglamento de la Coordinación.

Según la interesada, para efectos de resolver esta discrepancia el Panel debe tener en cuenta que la normativa establece que, en la coordinación y programación de la operación, el CEN debe considerar las limitaciones establecidas en otras regulaciones, en este caso, la regulación del agua. En efecto, añade, la LGSE delega expresamente al reglamento la facultad de realizar diferentes exigencias a los coordinados de acuerdo con ciertos criterios allí indicados en forma no taxativa. Al respecto, continúa, el artículo 45 del referido reglamento señala que el Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación y dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Para la empresa esto también aplicaría al Código de Aguas.

Agrega que, en línea con lo anterior, el artículo 28 del Código de Aguas establece que “[l]os derechos de aprovechamiento que se destinen a la producción de energía eléctrica se someterán a las disposiciones del presente código y las centrales respectivas continuarán rigiéndose, en lo demás, por la Ley de Servicios Eléctricos”.

Colbún refiere que, por regla general, las centrales hidroeléctricas cuentan con DAA para su operación permitiéndoles el aprovechamiento legítimo del agua para la generación de energía eléctrica y usualmente son DAA no consuntivos. Agrega que el artículo 14 del Código de Aguas establece obligaciones legales para los titulares de los DAA. Entre ellas, la de no perjudicar los derechos de terceros sobre las mismas aguas, cuando son extraídas o restituidas por estos, en cuanto a su cantidad, calidad, substancia, oportunidad de uso y demás particularidades. A mayor abundamiento, prosigue, el artículo 15 dispone que el uso y goce que confiere el derecho de aprovechamiento no consuntivo no implica, salvo convención expresa entre las partes, restricción al ejercicio de los derechos consuntivos.

La empresa sostiene que los convenios de riego, que generalmente han sido informados al CEN, no son meros acuerdos de voluntad suscritos entre privados, sino que un instrumento que viene a: (i) materializar la exigencia legal establecida en el Código de Aguas en relación con la restitución de las aguas (a la que una central hidroeléctrica se encuentra legalmente obligada); (ii) de aplicar, regular las restricciones al ejercicio de los DAA consuntivos; y (iii) optimizar y “eficientar” el uso del agua, lo que es relevante en un escenario de escasez hídrica, aportando al equilibrio hídrico de una determinada cuenca, y en definitiva alineando los incentivos para un mejor aprovechamiento del recurso hídrico.

Agrega que el artículo 97 N°4 del Código de Aguas impone el deber a todo titular de derechos no consuntivos de evitar, en todo caso, los golpes y mermas de agua a los titulares de derechos aguas abajo¹⁵. Precisa que la operación de la central, por regla general, contribuye a lograr dichos objetivos, ya que la conducción de agua a través de las turbinas de la central es generalmente la forma más eficiente de controlar los caudales, mitigando golpes y mermas de agua. Para Colbún la transición dada por la conducción alternada del agua, ya sea a través de las turbinas o de las válvulas accesorias, podría resultar problemática, ya que, dependiendo de las condiciones técnicas de cada válvula, su calibración y tiempos que toma la transición pueden dificultar la operación en tiempo real, creando las condiciones que aumentan el riesgo de generar perturbaciones indeseadas aguas abajo. Afirma que en estas transiciones es común que un retraso de minutos en la operación de una válvula, o viceversa, pueda generar que un regante al final del canal se quede sin la capacidad de riego que le corresponde según su respectivo derecho.

¹⁵ Artículo 97: “El ejercicio de las servidumbres que está facultado a imponer el titular de un derecho de aprovechamiento no consuntivo, se sujetará, además de las que corresponda según la clase de servidumbre, a las reglas siguientes:

(...)

4. Deberá evitarse, en todo caso, los golpes y mermas de agua (...).”

La interesada sostiene que por lo expuesto se puede delinear una interpretación orgánica de las reglas y normas que el CEN debe seguir al realizar la programación de la operación, a saber:

- (i) El CEN deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del SEN, garantizando la operación más económica y minimizando el costo total actualizado del abastecimiento (art. 36, Reglamento de la Coordinación).
- (ii) En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y futuro esperado de operación del SEN (art. 37, Reglamento de la Coordinación).
- (iii) Para la determinación del costo oportunidad, el CEN deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros (art. 38, Reglamento de la Coordinación).
- (iv) La programación de la operación deberá considerar, al menos: (i) Convenios vigentes de uso de agua informados al CEN por los coordinados; y (ii) Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador (art. 44, Reglamento de la Coordinación, letra i. y j.)
- (v) Los convenios constituyen restricciones a la operación, por cuanto por lo general vienen a materializar obligaciones legales establecidas en la normativa relacionada con otros sectores (art. 45, Reglamento de la Coordinación). El Código de Aguas, según ya se ha indicado en esta presentación exige: (i) en su Artículo 14 que en la extracción o restitución de las aguas no se perjudiquen los derechos de terceros sobre las mismas aguas; (ii) en su artículo 15, que el uso y goce que confiere el derecho de aprovechamiento no consuntivo no implica, salvo convención expresa entre las partes, restricción al ejercicio de los derechos consuntivos; y (iii) en su artículo 97 número 4, evitar la ocurrencia de golpes y mermas de agua.

Según Colbún lo anterior muestra que: (i) las restricciones operativas incluyen las restricciones establecidas en diversas regulaciones sectoriales; (ii) el concepto de restricción operativa no se reduce al mínimo técnico de una central; y (iii) la interpretación histórica de los CDEC y del CEN ha cumplido con la legislación al considerar los convenios de riego debidamente informados como una restricción operativa dentro de la programación de la operación.

Concluye señalando que se debe tener presente que, de acuerdo con el artículo 4 del Reglamento de la Coordinación, la omisión del deber de información, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, y el incumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de la Coordinación, será sancionado por la SEC.

3. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN

3.1. Alternativas

Materia 1:

Alternativa 1: No considerar como "restricción operativa" de la Central HEA su necesidad de cumplir con compromisos contractuales privados que mantiene con las asociaciones de riego Junta de Vigilancia del Río Ancoa, Junta de Vigilancia del Río Achibueno y Asociación de Canalistas del Canal Melado

Alternativa 2: Rechazar la petición de Carbon Free Chile SpA

Materia 2:

Alternativa 1: De acceder a la petición anterior, confirmar que frente a algún escenario futuro de congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares, la asignación de limitaciones de generación entre los distintos agentes involucrados debiera efectuarse siguiendo las reglas generales, establecidas en el artículo 45, inciso 2º, del Decreto Nº125

Alternativa 2: Rechazar la petición de Carbon Free Chile SpA

3.2. Análisis

Carbon Free discrepa de la decisión del CEN, contenida en la Carta DE05683-23, que desechó las objeciones formuladas por Linares Generación SpA respecto del Informe MSS, así como su solicitud en orden a que no se consideraran como restricción operativa los compromisos contractuales contraídos por Hidroeléctrica Embalse Ancoa SpA (HEA) con tres asociaciones de regantes. Agrega que esta decisión está relacionada a la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares.

La discrepante sostiene que los literales i) y j) del artículo 44 del Reglamento de la Coordinación, mencionados en el Informe MSS para justificar la referida restricción, así como los artículos 55 y 67 del mismo reglamento, se refieren a convenios de uso de agua o restricciones o acuerdos operativos que "afecten la disponibilidad de agua", esto es, que puedan implicar un déficit de generación. Afirma que de estas normas no se concluye la necesidad de considerar una generación mínima atendidas las obligaciones contractuales privadas de riego de las centrales hidráulicas. Estas constituirían una restricción contractual privada, no considerada en la regulación de la programación de la operación del CEN.

El Coordinador, por su parte, señala que mediante el Informe MSS pudo constatar lo informado por HEA respecto de la existencia de una restricción para disponer del recurso hidráulico necesario para la producción de electricidad de la Central HEA. Sobre el particular, explica que, con ocasión de un siniestro en una de las unidades de esta central constató una diferencia entre la información que había sido proporcionada por HEA y lo observado en

relación con las entregas de riego. Sostiene que, en efecto, mientras la unidad estuvo indisponible la central había podido cumplir con las entregas de riego a través de las válvulas que habilitan el vertimiento, situación no prevista originalmente. Señala que, en este contexto, solicitó el apoyo de MSS para verificar si HEA contaba con un mecanismo alternativo que le permitiera cumplir permanentemente con las entregas de riego.

En relación con la petición principal de la discrepante, el CEN argumenta que los convenios de riego deben considerarse, por mandato expreso de la normativa, en la programación y operación a su cargo. En particular, el CEN señala que la normativa exige que todo convenio de riego se traduzca o se exprese como una restricción operativa. Por ello, a su juicio no corresponde desconocer ese compromiso respecto del uso compartido de las aguas para riego y generación, por el sólo hecho de que son acuerdos entre privados, y menos aún desconocer los acuerdos suscritos por quienes tienen a su cargo la administración y distribución de las aguas, en ejercicio de sus atribuciones.

Según se advierte, la controversia en análisis se origina por la congestión de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares. A la luz de la información tenida a la vista, se observa que dicha congestión se suscita por la superposición de los flujos provenientes de las unidades descritas en la siguiente tabla.

Planta	Entrada en Operación	Potencia (MW)	Subestación	Régimen de conexión
HEA (hidráulica)	2018	24	-	-
Roblería (hidráulica)	2013	4	Panimávida	PMGD bajo el DS 244
Mercurio Sur (solar)	2021	4,5	Panimávida	PMGD bajo el Reglamento MGPE
Saturno Norte (solar)	2021	3	Panimávida	PMGD bajo el Reglamento MGPE
Ciprés (solar)	2021	9	Chacahuín	PMGD bajo el DS 244
Linares Solar (solar)	2021	9	Chacahuín	PMGD bajo el Reglamento MGPE
San Antonio (solar)	2021	9	Chacahuín	PMGD bajo el Reglamento MGPE
Las Catitas (solar)	2022	9	Chacahuín	PMGD bajo el Reglamento MGPE

El flujo eléctrico diurno estival combinado de las fuentes antes mencionadas, considerando una demanda mínima para la zona de 8,2¹⁶ MW, entrega un total que sobrepasa los 20 MVA¹⁷ de capacidad de la línea 1x66 kV Chacahuín-Linares, situación que se espera solucionar en el futuro mediante la materialización de la ampliación de esta instalación (cuya licitación fue declarada desierta en su oportunidad por el CEN).

De este modo, el CEN debe realizar la programación de la operación adoptando medidas que consideren la referida congestión.

En este contexto, se debe tener presente que el CEN inicialmente instruyó ajustes a la generación de la Central HEA, ante lo cual el titular de la central informó que los caudales retirados del embalse Ancoa eran definidos exclusivamente por las asociaciones de regantes usuarios de dichas aguas, con las cuales habían suscrito los respectivos contratos, y que las instrucciones de reducción de generación estaban "afectando de manera importante el caudal de entrega de riego" a dichas asociaciones (Carta HEA 044/2021, de noviembre de 2021).

Atendido lo expuesto por HEA, el CEN respondió que las restricciones a las cuales podía estar afecta la central debían ser consideradas en el pronóstico de generación enviado diariamente al Coordinador y solicitó a la empresa incluir en ese pronóstico "el nivel de generación mínima, que conforme a las directrices que imparta [sic] las asociaciones de regantes respectivos [sic], permitirían a su representada garantizar el cumplimiento de los requerimientos de riego", para efectos de considerar dicha restricción en la programación de la operación y en la operación en tiempo real (Carta CEN DE 06488-21, de diciembre de 2021).

Adicionalmente, el CEN informó a las empresas de distribución CGE y LuzLinares la eventual aplicación de reducciones de generación a los PMGD conectados a las redes de distribución con el objetivo de preservar la seguridad del servicio, conforme a lo dispuesto en los artículos 102 del Reglamento MGPE y 45 del Reglamento de la Coordinación, y señaló que las respectivas reducciones serían instruidas en caso de materializarse alguna restricción que impidiera a la Central HEA modificar su generación (Carta CEN DE 00082-22, de enero de 2022).

A partir de enero de 2022, HEA ingresó el informe de limitación IL 2022000063 para establecer el monto mínimo a generar y declaró la imposibilidad de gestionar las reducciones.

Luego de que en enero de 2022 se produjo una falla que afectó a la unidad generadora U2 de la Central HEA y la dejó indisponible hasta octubre de 2022, HEA informó el cambio en el monto de generación que podía entregar a través de la unidad generadora U1 (informe de limitación IL 2022000192). Considerando la forma en que se cumplieron las entregas de riego mientras la unidad U2 estuvo indisponible, y dado que la respuesta otorgada por el titular de

¹⁶ Anexo Informe de Congestiones PMGD de mayo 2023, CEN.

¹⁷ Escrito principal del CEN (pág. 5).

HEA fue considerada insuficiente para explicar los respectivos informes de limitación, el CEN señala que a partir de octubre de 2022 solicitó ajustes de generación a la Central HEA.

Es precisamente a propósito de la solicitud de HEA de revisión de las referidas medidas, que el CEN decidió contratar un experto técnico que verificara la restricción informada por la central. En particular, en el documento que fijó los alcances del informe el CEN indicó: “[e]l servicio consiste en la contratación de un experto técnico en obras hidráulicas, a efectos de revisar en terreno las restricciones operativas de la CH Embalse Ancoa y que se originan en el cumplimiento de los acuerdos con los regantes de la zona”. A su vez, estableció como objetivo específico del informe “validar las restricciones operativas ingresadas por el Coordinado HEA en su IL 202200001893” (“Especificación de servicios requeridos por Restricción Operativa de CH Embalse Ancoa” del CEN).

En definitiva, el encargo recayó en MSS, cuyo informe concluyó que las restricciones planteadas por HEA estaban justificadas. Entre otras cuestiones, indicó el informe:

“Luego de analizar la problemática y de conocer los hechos por información de personas involucradas en el tema en cuestión, llegamos al convencimiento de que los problemas de estabilidad hidráulica de las aguas para riego son reales y se producen, no por la mala operación de las turbinas o de la operación de las Válvulas de Chorro Hueco, sino por las fluctuaciones del caudal que entrega las turbinas debido a los cambios de potencia indicados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y por la poca flexibilidad que existe para ajustar los caudales en tiempos aceptables”.

Más adelante, continúa el informe:

“La solución adoptada por Hidráulica Embalse Ancoa (HEA) de informar al Coordinador Eléctrico Nacional una Restricción Operativa (RO) es lo adecuado, dada las condiciones existentes [sic]. Ello le ha permitido, en gran medida, cumplir Contratos vigentes con las Asociaciones de Regantes”.

En carta del 28 de noviembre de 2023, Linares Generación formuló observaciones al Informe MSS, acusando un análisis técnico insuficiente y un fundamento jurídico errado.

Entre las objeciones técnicas, la empresa expuso que estimaba insuficiente que, constatando que el origen del problema era eléctrico (congestión -o "calentamiento"- de la línea Chacahuín-Linares 66 kV), MSS “no ofrece alguna alternativa mientras no se materialice esa solución técnica, el informe ni siquiera hace una mínima referencia al hecho de que existen otros generadores (PMGD) cuyas inyecciones contribuyen a la congestión de la Línea, y que también tienen derecho a realizar esas inyecciones, en principio, a capacidad completa”.

Entre las objeciones jurídicas al informe, la empresa sostuvo que de un análisis de la normativa aplicable (artículo 44 del Reglamento de la Coordinación) se concluye que “lo que debe interesar al CEN, para la programación de la operación, es si existen o no recursos e instalaciones disponibles y suficientes para la satisfacción de las necesidades energéticas del sistema. Al contrario, no debe interesar al CEN, para la programación de la operación, los niveles de generación mínimos acordados privadamente entre una central hidráulica y

determinados regantes; ninguna norma, al menos, establece algo como eso, probablemente porque no es rol del Coordinador garantizar el cumplimiento de contratos entre privados, sino que hacerse cargo de la función pública consistente en coordinar el sistema eléctrico nacional”.

En definitiva, la empresa solicitó:

(...) desechar las conclusiones del informe de MSS consistente en la necesidad de cumplir con los compromisos de riego suscritos con las asociaciones de regantes Junta de Vigilancia del Río Ancoa, Junta de Vigilancia del Río Achibueno y Asociación de Canalistas del Canal Melado. Descartando la posibilidad de considerar como restricción operativa de las instalaciones de la Central HEA. Y en consecuencia limitar a HEA, en su mínimo técnico de operación de 2,36 MW, y con esto permitir la inyección limitada de los PMGDs que también hacen uso de la línea”.

Ante esto, el CEN respondió:

“(...) este informe constituye un juicio experto y que el Coordinador tiene a la vista para ponderar la verosimilitud de la restricción operativa y poder, en consecuencia, resolver la programación y supervisión de la operación segura y económica de las instalaciones que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es decir, el informe no busca resolver el "origen del problema" así como tampoco establecer el "mínimo contractual", tal como se desprende de la carta de Ref. [1]. En segundo término, lo expresado en la carta de Ref. [1] no proporciona elementos que justifiquen que el Coordinador deba cambiar o corregir la programación y supervisión de la operación segura y económica del SEN. Dicho de otra forma, cualquier ajuste en la dirección indicada en la carta de Ref. [1], puede llevar al SEN a una operación que resulte menos segura o económica, lo que está en conflicto con las funciones del Coordinador dispuestas en la Ley” (Carta CEN DE 05683-23).

Esta última es la decisión que se cuestiona ante el Panel.

Como se observa, el Panel debe resolver si las obligaciones que emanan de los contratos de uso de agua suscritos por HEA con las respectivas asociaciones de regantes, informados al CEN con fecha 25 de mayo de 2018, constituyen una condicionante o restricción que deba ser incorporada como tal por el CEN en la programación de la operación.

En particular, los contratos de uso de aguas suscritos por HEA con: (i) la Junta de Vigilancia del Río Ancoa y sus Afluentes; (ii) la Asociación Canal del Melado; y (iii) la Junta de Vigilancia del Río Achibueno Primera Sección, establecen que esta se obliga a restituir para el uso de regadío agrícola, “el total del caudal en forma ininterrumpida y durante todo el año, en las mismas condiciones, tanto en calidad y volumen”.

Al efecto, se debe tener presente que el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación establece que la programación consiste en determinar, entre otros aspectos, el nivel de colocación de las energías y reservas, es decir, las consignas de operación y los márgenes de reserva de las plantas de generación. Enseguida, el artículo 44 de ese reglamento establece

las condiciones que definen las opciones dentro de las cuales el CEN debe seleccionar la solución que cumpla con los principios descritos en el artículo 36. Entre estas condiciones el citado artículo dispone que el CEN debe considerar: (i) [c]onvenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados; y, (j) "[r]estricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador".

Respecto de los literales (i) y (j), el Panel tiene presente también lo señalado por el artículo 55 del mismo cuerpo normativo que dispone que los coordinados de centrales hidroeléctricas que no operen con autodespacho, "deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales, así como cualquier modificación a los señalados convenios o acuerdos" y, continúa señalando que el CEN "deberá incorporar dicha información [junto con otra información a que hace referencia la disposición] con el fin de lograr la correcta modelación de las centrales hidráulicas en la programación de la operación".

A juicio del Panel, de estas disposiciones se concluye que el CEN debe incorporar en la programación, como una condición o restricción, los convenios de uso de agua de HEA, toda vez que ellos efectivamente circunscriben la forma en que se puede disponer del agua para ser generada.

En este sentido, el Panel no concuerda con la interpretación restrictiva que efectúa la discrepante en cuanto a que los convenios de riego a considerar por el CEN son sólo aquellos que afectan la disponibilidad del agua, en la hipótesis de escasez o carencia del recurso para la generación. En efecto, los convenios de riego que interesan para la programación, y a los que hacen referencia los literales i) y j) del artículo 44 del Reglamento de la Coordinación, entre otras disposiciones, son aquellos que actúan respecto del sector eléctrico como una condicionante que determina que el Coordinador no pueda disponer del recurso hidráulico de la misma forma como lo haría en ausencia de dichos acuerdos. Esa condicionante no se traduce única o necesariamente en reducciones de generación, sino que también puede significar mayor generación, aun cuando desde un punto de vista del interés sistémico eléctrico sería deseable acumular o no generar el agua destinada a abastecer el riego.

Por otra parte, se debe tener presente que, como ya ocurrió durante la indisponibilidad de la U2, los requerimientos de riego eventualmente se podrían satisfacer con los caudales combinados de las turbinas y válvulas (de chorro hueco) disponibles. No obstante lo anterior, dado que la congestión en la línea en análisis se produce por una sobre oferta que en gran medida queda modulada por unidades solares, los ajustes requeridos en los caudales deben ser dinámicos de manera de gestionarlos de forma horaria o intrahoraria.

Al efecto, el Panel tuvo a la vista el Informe MSS encargado por el Coordinador para verificar si en el caso en análisis las válvulas de chorro hueco existentes permitían un manejo intrahorario del flujo de agua. El citado informe reportó que las válvulas no podían ser ajustadas dinámicamente, de manera que permitieran dicho manejo.

De este informe el Panel concluye que, actualmente, no es posible garantizar una coordinación fina de las válvulas, por lo que la Central HEA no puede realizar los ajustes necesarios para aliviar de manera dinámica la congestión de la línea Chacahuín-Linares, y mantener simultáneamente las exigencias del caudal destinado al riego comprometido en los respectivos contratos.

A juicio del Panel, el Informe MSS entrega fundamentos técnicos que justifican la restricción comunicada por HEA. Asimismo, el Panel no ha tenido a la vista antecedentes suficientes que permitan desvirtuar el análisis técnico realizado por MSS, en que el CEN apoya su decisión en orden a no ajustar a la Central HEA de manera horaria e intrahoraria, en escenarios de congestión de la referida línea.

Por todo lo anteriormente expuesto, el Panel estima que los contratos de uso de agua suscritos por HEA con tres asociaciones de regantes constituyen una condicionante o restricción, que debe ser considerada como tal por el CEN en la programación de la operación.

En consecuencia, el Panel rechazará las solicitudes de la discrepante.

3.3. Dictamen

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

Materia 1:

Rechazar la petición de Carbon Free Chile SpA

Materia 2:

Rechazar la petición de Carbon Free Chile SpA

3.4. Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes H.

Quién suscribe este voto considera que las solicitudes de la discrepante deben ser acogidas por las razones que se expondrán.

Con fines expositivos, a continuación se resume la argumentación que más adelante se presentará.

1. La regulación eléctrica parte de la base de que en condiciones normales los compromisos de riego (convenios) deben ser cumplidos, en el sentido de que el flujo de agua comprometido para los regantes no puede verse afectado por el despacho eléctrico (salvo en situaciones extremas). En este ámbito, debe estar claro que no es parte de la discusión en la presente discrepancia el cumplimiento de los convenios de riego, sino eventuales alternativas a través de las cuales dichos convenios se pueden cumplir, teniendo presente las restricciones que el Coordinador considera en la programación de la operación. Es decir, la solicitud de la discrepante se refiere a que el riego comprometido se puede cumplir sin que la restricción contractual con los regantes implique que la central HEA (Hidroeléctrica Embalse Ancoa) no pueda participar de los vertimientos.

2. Aquellos convenios que son relevantes para la programación de la operación por parte del Coordinador, y que deben ser informados a éste, son los que afectan la disponibilidad de los recursos hídricos de las centrales hidroeléctricas. Esta afectación, en lo esencial, se refiere a si la presencia de un convenio puede cambiar el uso del agua con fines de generación que realiza el CEN. Ello no tiene relación con el hecho físico de que cada vez que se usa agua, hay menos agua, sino que debe asociarse con el agua disponible para la programación y el despacho.
3. En el sector eléctrico, la afectación de la disponibilidad del recurso hídrico debe entenderse como una condición en que, en virtud del cumplimiento de un convenio de riego, el despacho de centrales por parte del CEN pueda ser modificado, con lo cual la disponibilidad de agua para el sistema se ve afectada, tanto en la operación como intertemporalmente. Cabe destacar que, desde la perspectiva de nuestro sistema de precios sectorial, la disponibilidad del agua se manifiesta en el precio de este recurso (que considera su disponibilidad presente y futura). Lo señalado implica que, más allá de que cualquier uso de agua para generar pueda provocar cambios en el despacho, la disponibilidad está siempre asociada a la posibilidad de gestionar el recurso por parte del Coordinador. En caso contrario, su uso es un simple dato por considerar, como lo son los caudales afluentes.
4. Dado lo indicado en el punto 3, una central hidráulica que posee convenios de riego, y que potencialmente pueden afectar la disponibilidad del recurso hídrico en función de la restricción que implica la existencia de éstos, es de aquellas que deben informar sus convenios al CEN.
5. Una central de pasada que posee convenios de riego, sin capacidad de regulación a efectos de la programación de la operación que realiza el CEN, no afecta la disponibilidad del recurso hídrico en virtud del cumplimiento de estos convenios.
6. La situación que se plantea en la presente discrepancia es de carácter *sui generis*, por cuanto se trata de una condición en que, en situaciones de vertimiento, una central hidráulica que no posee capacidad de regulación en la programación del CEN presenta una restricción operativa que le impediría participar en los vertimientos y al mismo tiempo cumplir con sus compromisos de riego.
7. La regulación vigente no contempla, al menos de modo explícito, una circunstancia como la descrita.
8. El hecho de que el Coordinador haya encargado un estudio para efectos de corroborar la existencia de la mencionada restricción operativa es una prueba de la singularidad del caso, ya que la condición general respecto de los convenios de riego es que estos deben ser considerados como una restricción en la programación de la operación, siempre que estos puedan afectar la disponibilidad del recurso (que no sería el caso, ya que si lo fuera, el estudio contratado no tendría efecto material alguno).

9. Teniendo presente que la situación no tiene una explícita mención en la regulación, parece razonable entender que la restricción operativa que plantea HEA puede ser asimilada a la de los mínimos técnicos. En esta circunstancia la carga de la prueba de la existencia de la limitación que se señale recae sobre la central, lo que no ha ocurrido en el caso en análisis.
10. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador encargó un estudio, cuyos resultados no poseen la robustez necesaria para probar de modo inequívoco la limitación de la central a efectos de participar en los vertimientos y, al mismo tiempo, cumplir sus compromisos de riego.
11. Por todo lo planteado, las discrepancias deben ser acogidas.

Enseguida se presentarán los antecedentes que fundamentan lo antes expuesto.

Puntos 1 y 2:

El artículo 44 del Reglamento de la Coordinación (DS 125) señala que "La programación de la operación se realizará considerando, al menos, los siguientes aspectos:" ... "i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados;" ... "j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador;" ... y "r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;"

Por su parte, el artículo 55 del mismo reglamento dispone: "Los Coordinados de centrales hidroeléctricas, que no operen con Autodespacho, deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales (...)"

A juicio del firmante resulta evidente que los convenios de riego que deben ser informados son aquellos que puedan afectar la disponibilidad de los recursos hídricos de una central. Ello queda asentado de modo general en el artículo 55 antes citado, que establece la obligación de informar, disposición que recae sobre lo prescrito en el literal "i" del artículo 44, en la medida en que este se refiere expresamente a los convenios vigentes "informados". Por su parte, el literal "j", también menciona las "restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas". Sin perjuicio de lo expuesto, quien suscribe opina que se debe entender el literal "j" como subsidiario respecto del "i", en el sentido de que se refiere a convenios que sobrevienen a los "vigentes", lo que no correspondería al caso en análisis.

Por otra parte, el hecho de que la regulación restrinja la necesidad de informar sólo a aquellos convenios que afectan la disponibilidad del recurso hídrico, hace evidente que dicha restricción no se refiere a la afectación de la cantidad de agua *per se*, sino a la posibilidad del Coordinador de controlar el despacho de las centrales sin afectar el flujo de agua hacia los regantes.

Puntos 3 y 4:

Afectar la disponibilidad del recurso hídrico es una condición reglamentaria para informar los convenios de riego al CEN por una simple razón: un convenio que no afecta la disponibilidad

de agua nunca representa una restricción activa en la programación o en la operación del sistema eléctrico. *A contrario sensu*, los convenios que pudiesen representar potencialmente una restricción en la programación, y/u operación del sistema, deben informarse, justamente porque podrían modificar el despacho económico de las centrales.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la disponibilidad del agua se manifiesta en el precio inter temporal de este recurso. En este contexto, la disponibilidad deja de ser una restricción solo cuando hay vertimiento (de agua) de centrales hidráulicas, es decir, cuando el costo de oportunidad del agua es igual a cero. En cualquier otra circunstancia, el uso del agua embalsada afecta su disponibilidad. De acuerdo con lo señalado, cualquier convenio de riego de una central hidroeléctrica de embalse debe ser informado al CEN, ya que potencialmente puede representar una restricción activa en el despacho o programación. Por ejemplo, si la central por despacho económico hubiese generado menos de lo que de hecho genera para cumplir los compromisos de riego. En este caso, tanto la disponibilidad del agua del sistema como de la central se ve alterada, puesto que el embalse cambiará su cota respecto de la condición en que no existiese el convenio de riego. En teoría, al menos, podría ocurrir lo contrario, en el sentido de que para cumplir los convenios anuales de riego una central deba abstenerse de generar de acuerdo con el despacho económico, por la necesidad de guardar agua para el futuro¹⁸.

A juicio del suscrito, suponer que el solo hecho de que exista un convenio de riego lo transforma en una restricción operativa para el Coordinador¹⁹ es contradictorio con la normativa y con el actuar de este organismo. Con la normativa, en la medida en que el artículo 55 del Reglamento de la Coordinación dispone que los coordinados "deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales", condición que no tendría sentido si la distinción entre convenios que afectan y que no afectan la disponibilidad de agua no existiese (para efectos de considerarlos como restricciones operativas). Con el actuar del Coordinador, ya que dicha institución contrató el estudio MSS con el objeto de establecer si las válvulas del tipo Howell-Bunger que puede emplear la central eran capaces de modular el flujo de agua, a efectos de que HEA pudiese participar en los vertimientos. Si el convenio de riego por sí mismo impedía esta posibilidad, el estudio no habría tenido objetivo alguno.

¹⁸ En opinión del firmante, aunque la conclusión de la discrepante es correcta, en el sentido de que HEA, en virtud de sus convenios de riego, no afecta la disponibilidad del recurso hídrico, contiene imprecisiones en dos aspectos: primero, alteraciones en la disponibilidad del recurso hídrico no solo pueden existir con motivo de la escasez sino también producto de una posible acumulación forzada del recurso (para cumplir los convenios de riego); y segundo, del escrito presentado pareciera entenderse que el agua se utiliza para riego o para generar, dicotomía que en la mayoría de los casos no es real, ya que para cumplir con los compromisos de riego normalmente el agua se turbinaba, suponiendo que ello es técnicamente posible.

¹⁹ En el sentido que lo mandata el artículo 44, literal "i", del Reglamento de la Coordinación.

Respecto del estudio, cabe destacar que, en el marco de la Audiencia Pública, se consultó al Coordinador lo siguiente²⁰:

“¿Si el informe de MSS hubiese determinado que era posible cumplir las restricciones de riego con el agua sin turbinar, sería distinta la forma en que se trataría este problema desde el punto de vista del Coordinador?”

La respuesta se transcribe a continuación:

“Efectivamente, si la conclusión de ese informe hubiese arribado a que había una alternativa de gestionar esto de manera intra diaria, como lo veníamos haciendo hasta que la hidroeléctrica Ancoa nos planteó la dificultad que tenía en hacer las entregas de riego en tiempo y forma, en oportunidad y forma, se podría reducir la generación de hidroeléctrica Embalse Ancoa, entregando los caudales por una vía alternativa de tal forma que, dentro del día, la generación se pudiese modular, y eventualmente no afectar la inyección de excedentes de los PMGD en las subestaciones Chacahuín, Panimávida.”

Para el firmante, es de suyo evidente que el Coordinador no tiene la concepción de que por sí solo los convenios de riego, en el caso en análisis, representen una restricción operativa que implique necesariamente turbinar el agua que se entregue. Por lo tanto, la restricción operativa a la que hace referencia el Coordinador al momento de tomar la decisión de que no hacer participar a HEA en los ajustes, se refiere a la condición de operación de las válvulas tipo Howell-Bunger con que cuenta el embalse.

Punto 5:

HEA es considerada en la programación del CEN como una central de pasada que no regula el recurso agua de modo inter temporal, y no afecta la disponibilidad del agua en el sentido de la regulación, por cuanto no altera en ninguna circunstancia el despacho económico del sistema con motivo del cumplimiento de los convenios de riego. Ello es claro en condiciones normales de operación²¹, pero lo es aún más cuando es necesario el vertimiento por congestión en la transmisión, ya que, si se entrega la misma cantidad de agua a los regantes, ya sea por la vía de generar o a través de las dos Válvulas del tipo Howell-Bunger (de chorro hueco), no se verá afectada ni siquiera la disponibilidad del agua del embalse.

La forma en que el CEN considera la central queda claramente expuesta en el escrito complementario de Hidroeléctrica Embalse Ancoa cuando señala²²:

²⁰ Minuto 48 de la grabación de la Audiencia Pública.

²¹ Quien suscribe es consciente de que la central tiene alguna capacidad de regulación del agua para efectos de cumplir durante el año sus compromisos de riego, sin embargo, estima que estas variaciones en el flujo de generación no afectan la disponibilidad del recurso en un sentido sistémico. Lo anterior, es consistente con el hecho de que el Coordinador realice la programación considerándola una central de pasada.

²² Numeral 65 de la página 14.

“65. Pasando al caso de HEASPA, que corresponde a una central de pasada, el problema de optimización es más simple que en el caso con recurso gestionable (embalse). En efecto, no se requiere resolver un problema de programación lineal. Pero sí afecta el costo sistémico de operación al considerar dicha disponibilidad de agua y su uso en la programación diaria. En el llenado de la curva de duración se debe considerar la generación más económica para el sistema en primer lugar (orden de mérito), que en este caso corresponde a la generación hidráulica de pasada de HEASPA utilizando la disponibilidad de agua que definen los regantes.”

Lo indicado muestra que como toda central que participa en la generación tiene algún efecto en la operación global del sistema (por pequeño que este sea), pero también muestra que, al tratarse como una central de pasada, el recurso hídrico no forma parte del manejo inter temporal que considera la programación de la operación. Por esta razón, los convenios de riego asociados a esta central no afectan la disponibilidad del recurso en el sentido antes explicado.

Mas aun, para corroborar lo planteado, cabe destacar que en el marco de la Audiencia Pública se realizó la siguiente consulta al Coordinador²³:

“¿Esa información ustedes la tienen en detalle, o sea, saben cuánto caudal es el derecho de cada mes de los regantes?”

La respuesta se transcribe a continuación:

“Tenemos los convenios que suscribieron hidroeléctrica Embalse Ancoa con las asociaciones, pero no tenemos el detalle estacional en ese documento de cuál es la generación que requiere la planta, eso lo va entregando, digamos, temporada a temporada la hidroeléctrica Embalse Ancoa y lo informa, lo materializa a través de la ... estos informes de limitación que incorpora la plataforma Neomante”

Quien suscribe estima que lo argumentado por el CEN viene a corroborar el hecho de que la generación de la hidroeléctrica analizada es un dato que no forma parte del manejo de recurso hídrico que realiza el Coordinador, razón por la cual los convenios de riego asociados, por sí mismos, no representan una restricción que pueda activarse en el marco de la operación, salvo en la situación singular que motiva la presente discrepancia.

Puntos 6, 7, 8 y 9:

Habiendo ya explicado por qué al caso en estudio no se le aplica de modo directo el literal “i” del artículo 44 del Reglamento, ya que no trata de una central con convenios de riego que deban ser informados al CEN por afectar potencialmente la disponibilidad del recurso hídrico²⁴,

²³ Minuto 58 de la grabación de la Audiencia Pública.

²⁴ Y por la misma razón el literal “j” del mismo artículo.

es posible constatar que la circunstancia en análisis constituye un caso particular que no está previsto de modo explícito en la regulación.

En específico, a juicio del suscrito, lo que realmente está en disputa es si existe una restricción operativa que justifique que HEA no pueda participar en el vertimiento originado en la congestión de transmisión del tramo Chacahuín-Linares, debido a la incapacidad de modular intra horariamente la entrega de agua a través de las dos válvulas del tipo Howell-Bunger (de chorro hueco) de que dispone para entregar agua no turbinada.

Respecto a la situación descrita, es importante tener presente que el literal "r" del artículo 44 del Reglamento de la Coordinación señala que la programación de la operación debe considerar las "características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas". Asimismo, el último inciso del artículo 45 de la misma norma dispone que "Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba." Como se observa, las restricciones operativas deben ser informadas y, si ellas se asocian al cumplimiento normativo de otros sectores, deben ser debidamente justificadas.

Además de las citadas referencias, es relevante considerar que las restricciones de operación a las que hace referencia HEA podrían asimilarse a la declaración de los mínimos técnicos de las centrales, los cuales también deben ser debidamente justificados por las generadoras y, en caso de que se estime necesario, son motivo de auditorías por parte del CEN.

Teniendo presente lo indicado, para el infrascrito, en armonía con la regulación vigente es razonable considerar la restricción operativa que plantea HEA como una del tipo que presentan las centrales, y que la carga de la prueba para su fundamento recae justamente en la central que la formula. Según los antecedentes tenidos a la vista, esto no es lo que ha ocurrido. Ha sido el Coordinador el que, de manera alternativa, ha solicitado un estudio.

Como ya fuera dicho, en opinión del suscrito el hecho de que el Coordinador haya encargado un estudio para efectos de corroborar la existencia de la antes mencionada restricción operativa representa un indicio cierto de que para este organismo no se debía aplicar directamente el literal "i" del artículo 44 del Reglamento de la Coordinación, ya que el mandato en orden a considerar en la programación los convenios vigentes de uso de agua informados al CEN podría estimarse como razón suficiente para contemplarlos como una restricción. En otras palabras, para que el resultado del estudio encargado no fuese inmaterial, en la práctica, solo puede entenderse como un elemento para corroborar la validez

de una restricción operativa, en la lógica del literal "r" de la misma norma y, por analogía, con un tratamiento similar a la declaración de los mínimos técnicos²⁵.

Puntos 10 y 11:

En virtud de lo expuesto, para el firmante el hecho de que la central que argumenta una restricción operativa (de naturaleza técnica) no haya presentado los antecedentes que justifiquen debidamente su existencia, es motivo suficiente para acoger la petición de la discrepante. Lo anterior, en la medida en que la verdadera "restricción operativa" que la central HEA ha planteado para efectos de no participar en los vertimientos está referida a la posibilidad de modular los flujos de agua a través de las válvulas Howell-Bunger, y no a su necesidad de cumplir con sus compromisos contractuales privados que mantiene con las asociaciones de riego. Esos últimos se cumplirían en cualquiera de los dos casos, ya sea con o sin vertimiento (como fuera dicho, no ha estado en discusión que se deban cumplir los compromisos de riego, entendidos como el flujo de agua requerida por los regantes).

A mayor abundamiento, el estudio MSS, a juicio del infrascrito no tiene la robustez necesaria para corroborar la hipótesis planteada: que las válvulas adyacentes no pueden modular intra horariamente la entrega de agua a los regantes. De hecho, respecto de la posibilidad de analizar en profundidad el funcionamiento de las válvulas Howell-Bunger, parece sorprendente que el Coordinador en la Audiencia Pública, ante la consulta del Panel sobre el tipo de válvula haya declarado²⁶:

"son de chorro hueco, tienen un diámetro aproximado ... yo diría que de dos metros y medio, y el proceso de calibración es un proceso que ... bueno nosotros estuvimos en terreno, lamentablemente la **Dirección de Obras Hidráulicas no nos autorizó a entrar a las instalaciones del embalse ni a las válvulas** ... pero nos mostraron un video de como el contratista que depende de la Dirección de Obras Hidráulicas hace el proceso de calibración de los flujos por esas válvulas ...". (énfasis agregado)

En definitiva, para el suscrito no existen motivos normativos que funden razonablemente un rechazo de las discrepancias, y los antecedentes técnicos disponibles no son suficientes para estos efectos, tanto de la perspectiva de su origen (carga de la prueba) como de su contenido.

Por todo lo anterior, el firmante reitera que éstas deben ser acogidas.

²⁵ En el contexto de lo expuesto, es importante tener en mente que el problema singular que se ha planteado en esta discrepancia es improbable que afecte a las centrales hidroeléctricas de embalse, por cuanto si existe un vertimiento sistémico, como a los que se refiere el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, estas centrales, o bien no estarán generando (asumiendo que el precio del agua es distinto de cero) y lo estarán haciendo a mínimo técnico, con lo cual no es posible que se les ordene un vertimiento (en dicho caso, una disminución de la generación). Podrían existir situaciones especiales en que ocurra algo diferente, pero a juicio del firmante son de baja probabilidad.

²⁶ Minuto 61 de la grabación de la Audiencia Pública.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°1-2024 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, 22 de abril de 2024

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada