



**PANEL DE EXPERTOS**  
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

**Dictamen N°45-2023**

Discrepancia presentada por Acciona Energía Chile Holdings S.A respecto del Procedimiento Interno del Coordinador Eléctrico Nacional denominado Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable

Santiago, 24 de octubre de 2023

## **ÍNDICE**

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	6
1.1.	Presentaciones.....	6
1.2.	Documentos acompañados .....	6
1.3.	Admisibilidad .....	6
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos .....	7
1.5.	Programa de trabajo.....	7
2.	RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES.....	7
2.1	Presentación de Acciona .....	7
2.2	Presentación de Acesol.....	24
2.3	Presentación de El Pelicano.....	42
2.4	Presentación de Grenergy.....	50
2.5	Presentación de Lleuque.....	56
2.6	Presentación de Tricahue y Ovalle Norte.....	61
2.7	Presentación de PHC.....	73
2.8	Presentación de PMGD Holdco .....	82
2.9	Presentación del Coordinador.....	88
3.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN .....	96
3.1.	Alternativas.....	96
3.2.	Análisis.....	97
3.3.	Dictamen .....	101
3.4.	Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes H. ....	101
3.5.	Voto de minoría del integrante Guillermo Pérez D. ....	110

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Acciona	Acciona Energía Chile Holdings S.A.
Acesol	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.
Artículo 45	Artículo 45 del Decreto Supremo N°125, de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional"
CdC	Centro de Control
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
Decreto Preventivo de Racionamiento	Decreto Supremo N°51, de agosto de 2021 que "Decreta Medidas Preventivas que indica de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos", y sus posteriores modificaciones
DS 244	Decreto Supremo N°244, de septiembre de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que "Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos"
El Pelicano	El Pelicano Solar Company SpA
Engie	Engie Energía Chile S.A.
ERNC	Energía Renovable No Convencional
Grenergy	Grenergy Renovables Pacific Limitada
HRL	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.
ICC	Informe de Criterios de Conexión
Informe de Verificación de Congestionamientos	Informe de Verificación de Congestionamientos en Instalaciones de Transmisión Zonal por Inyección de PMGD del Coordinador, publicado en mayo de 2023
Ley Corta I	Ley N°19.940, de marzo de 2004, que "Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e introduce las adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos"

Ley de Transmisión	Ley N°20.936, de julio de 2016, que "Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional"
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que "Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos"
Lleuque	GR Lleuque SpA
MGPE	Medios de Generación de Pequeña Escala
Ministerio	Ministerio de Energía
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión, de julio de 2019, de la CNE
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, de septiembre de 2020, de la CNE
OTR	Operación en Tiempo Real
Ovalle Norte	Parque Solar Ovalle Norte SpA
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PE	Precio Estabilizado
PHC	Pacific Hydro Chile S.A.
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
PMGD Holdco	PMGD Holdco SpA
Procedimiento Interno	Procedimiento Interno "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable del Coordinador Eléctrico Nacional", de julio de 2023, del CEN
Reglamento de la Coordinación	Decreto Supremo N°125, de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional"
Reglamento de la Transmisión	Decreto Supremo N°37, de mayo de 2019, del Ministerio de Energía que "Aprueba Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión"
Reglamento de SSMM	Decreto Supremo N°23, de marzo de 2015, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento de Operación y

	Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General De Servicios Eléctricos”
Reglamento del Panel	Decreto Supremo N°44, de abril de 2017, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en La Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N°181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e Introduce Modificaciones a los Decretos que indica”
Reglamento MGPE	Decreto Supremo N°88, de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento para Medios de Generación Pequeña Escala”
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SITR	Sistema de Información en Tiempo Real
SSCC	Servicios complementarios
SSMM	Sistemas Medianos
TDLC	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
Tricahue	Tricahue Solar SpA
UMC	Unidad de Monitoreo de la Competencia del CEN

## DICTAMEN N°45 – 2023

### 1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

#### 1.1. Presentaciones

El 16 de agosto de 2023 ingresó al Panel una presentación de Acciona contra el Coordinador, respecto del Procedimiento Interno: Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable del Coordinador, de julio de 2023, notificado a las empresas coordinadas mediante carta de fecha 25 de julio de 2023, singularizada DE 03336-23.

#### 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 Acciona de 16 de agosto de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- b) Presentación de Acesol, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- c) Presentación de El Pelicano, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- d) Presentación de Grenergy, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023;
- e) Presentación de Lleuque, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023;
- f) Presentaciones de Ovalle Norte y Tricahue, en calidad de terceras interesadas, de 4 de septiembre de 2023 y presentaciones complementarias de 15 de septiembre de 2023;
- g) Presentación de PHC, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- h) Presentación de PMGD Holdco, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023; y
- i) Presentación del Coordinador de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023.

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

#### 1.3. Admisibilidad

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

aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 23 de agosto de 2023.

#### **1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos**

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

#### **1.5. Programa de trabajo**

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

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 8 de septiembre de 2023 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 13 sesiones especiales para discutir y decidir las materias de la discrepancia.

## **2. RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES**

### **2.1 Presentación de Acciona**

Acciona discrepa del Procedimiento Interno, solicitando se modifiquen sus secciones N°4 y N°7, de modo de incluir a los PMGD y los PMG con autodespacho dentro del universo de unidades generadoras que en la política de operación tengan un costo variable cero o estén sin costo de oportunidad, a fin de que sean consideradas también en la prorrata de reducción de generación dispuesta por el Coordinador.

Luego de describir algunas secciones del Procedimiento Interno, la empresa concluye que el Coordinador exime a los PMGD y PMG con autodespacho de la obligación de sujetarse a la prorrata que en su opinión correspondería aplicar, para reducir la generación de unidades con costo variable cero o que estén sin costo de oportunidad, en contravención a la norma legal que justifica la aplicación de la prorrata a que se refiere la sección N°5 (art. 79 inciso primero de la LGSE), bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias.

La discrepante expone que el artículo 79 de la LGSE ordena que el uso de los sistemas de transmisión, en ejercicio del régimen de acceso abierto, se haga "bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios", y que el Artículo 45 debe interpretarse a la luz de dicha disposición. Expone que el referido artículo ordena calcular la prorrata con que debe reducirse la generación de unidades generadoras de igual costo variable, por no existir suficiente capacidad de colocación, toda vez que los escenarios mencionados en la sección N°5 del Procedimiento Interno corresponderían todos a modalidades de condiciones técnicas que caracterizan el uso de los sistemas de transmisión.

De lo anterior, la empresa desprende que, dada su calidad de usuaria de los sistemas de transmisión, a los PMGD y PMG con autodespacho también se les debiera aplicar la prorrata de reducción de su generación, en tanto dicha prorrata es motivada por una condición técnica que caracteriza, en un momento dado, el uso de los sistemas de transmisión.

A juicio de Acciona esta interpretación se corroboraría con el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, el cual, refiriéndose al régimen de acceso abierto que rige el uso de los sistemas de servicio público de transmisión, dispone que dicho servicio no puede ser negado a ningún interesado por motivos de capacidad técnica "sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la Ley o el reglamento le otorgan al Coordinador para la operación coordinada del Sistema Eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios".

Agrega que esa potestad de limitar inyecciones o retiros, sin discriminar entre los usuarios de los sistemas de transmisión, se asigna al Coordinador, dado que al ser este último garante del acceso abierto, tiene el deber de resguardar que se haga uso de dichos sistemas, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos sus usuarios, entre los cuales se encontrarían los PMGD y PMG que operan con autodespacho, cuyos flujos de inyecciones también hacen uso de los sistemas de transmisión.

Por las normas citadas, a juicio de la discrepante, las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno generarían una discriminación arbitraria, al excluir a los PMGD y PMG que operan con autodespacho de la aplicación de la prorrata ordenada en la sección N°7.

La empresa precisa que la objeción que motiva esta discrepancia es que el Coordinador habría excluido arbitrariamente a los PMGD y PMG con autodespacho de la aplicación de la prorrata dispuesta en la sección N°7 del Procedimiento Interno, cuya activación se debe a diversos escenarios posibles, los cuales no se circunscriben únicamente a contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio del SEN.

Para Acciona, el Coordinador habría entendido erróneamente que el Procedimiento Interno cumpliría con lo ordenado en el Artículo 45.

Al efecto, se refiere a la observación formulada por Aela Generación S.A. a la sección N°7 del Procedimiento Interno (N°8), en que se solicitó incluir la aplicación de prorratas a los PMGD con autodespacho, a través de los CdC de las empresas distribuidoras, a cuyas redes se conectan dichos PMGD.

Agrega que una observación análoga fue formulada por Engie, en la que indicó que resultaba oportuno "explicitar que la solicitud del Coordinador deberá considerar las centrales PMG con autodespacho y a los PMGD a todo evento y no solo por motivos de seguridad de la red". Agrega que, para ello, Engie propuso modificar el literal g) de la sección N°4 del Procedimiento Interno, en los siguientes términos :

"(...) 4 Unidades con costo variable cero o sin costo de oportunidad

Deberán ser consideradas en la prorrata de reducción de generación las unidades generadoras que en la política de operación tengan un costo



variable cero o estén sin costo de oportunidad. Dentro de estas unidades generadoras se podrán encontrar las siguientes:

- a) Centrales de ERV (eólica y solar).
- b) Centrales de Cogeneración o Autoprodutores.
- c) Generadores convencionales operando con GNL en condición de suministro inflexible y que como resultado de la programación de la operación el costo de oportunidad sea igual a cero.
- d) Centrales hidráulicas de pasada.
- e) Centrales hidráulicas de embalses en condición de vertimiento.
- f) Otros tipos de centrales que no cuenten con costos variables incurridos directamente en el proceso de generación eléctrica o que la normativa indique que deban ser consideradas con costo variable igual a cero.
- g) Centrales que operen con autodespacho con costo variable cero, tanto PMG como PMGD. Para el caso de los PMGD la instrucción se emitirá a la distribuidora respectiva. El Coordinador deberá establecer los mecanismos que le permitan verificar que todas las centrales incluyendo las que operan con autodespacho (PMG y PMGD) cumplan con las reducciones solicitadas por el Coordinador o distribuidora según corresponda”.

Añade que Cerro Dominador SpA y Compañía Minera doña Inés de Collahuasi SCM formularon observaciones análogas y que a todas esas solicitudes, el Coordinador entregó una idéntica respuesta:

“El Art. 45 del DS125/2017 dispone que la producción de las unidades generadoras debe ser ajustada a prorrata de la potencia máxima de las respectivas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. A continuación, el artículo dispone que este ‘ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente’.

La normativa vigente para ‘considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho’ se encuentra en los Art. 102 y 120 del DS88/2019. Ambos artículos establecen que el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con Autodespacho ‘debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico’.

Conforme con lo anterior, el Procedimiento Interno es consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de

generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN”.

A juicio de la empresa, el Coordinador habría entendido erradamente que la normativa vigente para “considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho” se encontraría contenida únicamente en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Señala que ese entendimiento no sería correcto, toda vez que: (i) las disposiciones de esos dos artículos prevén hipótesis circunscritas únicamente a la ocurrencia de contingencias que ponen en riesgo la seguridad del servicio del SEN; mientras que la naturaleza de los “Escenarios Posibles”, descritos en la sección N°5 del Procedimiento Interno y que activan la aplicación de la prorrata de reducción de generación de unidades generadoras con costo variable cero o sin costo de oportunidad, responde a factores que no se circunscriben a la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio del SEN, sino que obedecen también a otros factores; y (ii) existen otras disposiciones legales (artículo 79 inciso primero de la LGSE) y reglamentarias (Artículo 45 y artículo 11 del Reglamento de la Transmisión), que sí son aplicables a centrales que operan con régimen de autodespacho, en virtud de las cuales los PMGD y PMG que operan bajo ese régimen deben sujetarse a la prorrata resultante del procedimiento previsto en la sección N°7 del Procedimiento Interno.

Enseguida, la discrepancia se refiere más específicamente a la obligación, que recaería en los PMGD y PMG con autodespacho, de reducir su generación cuando lo ordena el CEN, al igual que el resto de las unidades generadoras, en razón del mandato de no discriminación técnica establecido en el artículo 79, inciso primero de la LGSE.

Indica que la premisa que sustenta esta primera discrepancia es de carácter legal, en el sentido de que las limitaciones físicas de los sistemas de transmisión, que originan alguno de los “Escenarios Posibles”, referidos en la sección N°5 del Procedimiento Interno, constituirían una condición técnica de la aplicación del régimen de acceso abierto que rige sobre esos sistemas. Así, el mandato del inciso primero del artículo 79 de la LGSE sería que dicha condición técnica se aplique igualitariamente, sin discriminación, entre todos los usuarios de los sistemas de transmisión, lo cual a su juicio incluye a los PMG con autodespacho y a los PMGD.

Dispone en lo pertinente dicha norma:

“Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las norma de este Título (...)”.

Agrega que el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, dispone en su inciso primero:

“Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los Sistemas de Transmisión de servicio

público, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la Ley o el reglamento le otorgan al Coordinador para la operación coordinada del Sistema Eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios (...)"

Precisa que los términos utilizados en este artículo 11 son literalmente idénticos a como dicho mandato se disponía en el artículo 77 de la LGSE vigente en forma previa a la entrada en vigor de la Ley de Transmisión, que transcribe.

Acciona concluye que existiría una continuidad histórica de este mandato legal, en el sentido de que toda condición técnica o económica, que caracterice el uso de los sistemas de transmisión, sujetos a régimen de acceso abierto, debe ser aplicada por el Coordinador sin discriminación entre todos los usuarios de dichos sistemas.

Concluye que, en el caso en análisis, la prorrata de reducción de generación, activada por alguno de los "Escenarios Posibles", referidos en la sección N°5 del Procedimiento Interno, debe ser aplicada a todas las unidades generadoras con costo variable cero o sin costo de oportunidad, usuarias de los sistemas de transmisión, lo cual incluiría a los PMGD y a los PMG que operan con autodespacho.

Luego la discrepante se refiere a la historia de la tramitación legislativa del mandato de acceso abierto, cuyo origen se encontraría en la Ley Corta I, señalando que el criterio de no discriminación en las condiciones técnicas y económicas, para hacer uso de los sistemas de servicio público de transmisión, se contempló en el Mensaje Presidencial que inició la tramitación de la Ley Corta I, señalándose al respecto:

"Se reconoce la posibilidad de que el CDEC, en cumplimiento de su función de coordinar la operación de los sistemas eléctricos, pueda establecer restricciones en transporte, bajo condiciones no discriminatorias para todos los usuarios"<sup>1</sup>.

Agrega que ese criterio se mantuvo bajo las modificaciones que introdujo la Ley de Transmisión, en cuya tramitación legislativa se señaló:

"(...) Reconocer en la Ley General de Servicios Eléctricos que las situaciones de congestión de sistemas de transmisión deben ser gestionadas mediante un tratamiento que dependa de la operación real instantánea del sistema; (...). El mecanismo debe ser no discriminatorio respecto a la posición comercial de los generadores contratados o no contratados"<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Mensaje Presidencial. Historia de la Ley Corta I; Biblioteca del Congreso Nacional, p. 12.

<sup>2</sup> Informe de la Comisión de Minería y Energía. Historia de la Ley Corta I, Biblioteca del Congreso Nacional, p. 354.

Acciona expone que el Panel tuvo oportunidad de dar aplicación al mandato del inciso tercero del artículo 77 de la LGSE vigente en forma previa a la entrada en vigor de la Ley de Transmisión, en el Dictamen N°3-2012, con ocasión de una discrepancia, en que uno de los puntos discutidos por las partes era si acaso el titular de una central (TEJV<sup>3</sup>), dueña de una línea de transmisión adicional (categoría equivalente al actual sistema dedicado), debía o no ser compensado por el dueño de la central que usaría su sistema adicional (Hydrochile S.A.) mediante la implementación de un EDAG<sup>4</sup>, debido a las pérdidas de energía, resultantes de las restricciones dispuestas por el entonces CDEC-SIC en un tramo del servicio público de subtransmisión.

Expone que el Panel resolvió:

“(...) los efectos sobre TEJV, derivados de la operación del EDAG requerido por el CDEC-SIC ante contingencias en subtransmisión, no son consecuencia del régimen de acceso abierto del sistema adicional de TEJV, sino de limitaciones de capacidad en subtransmisión.

Por lo anterior el Panel concluye que no procede imponer a HSA un régimen especial de compensaciones asociadas a restricciones del sistema de subtransmisión usado por las centrales de la cuenca Tinguiririca<sup>5</sup> (...)”.

En este dictamen, la discrepante observa que si las restricciones de capacidad de transporte tenían su origen en un tramo de servicio público de subtransmisión, entonces, se trataba de limitaciones de capacidad de transporte, las que debían ser soportadas sin discriminación por todas las unidades generadoras que hacían uso de ese sistema, sin que correspondiera imponer una carga adicional a la central que se conectaba aguas arriba de las centrales dueñas del entonces sistema de transmisión adicional. Así lo ordenaba el artículo 77 inciso tercero de la LGSE vigente a esa fecha (2012).

Indica que, a esta fecha, un mandato de idéntica naturaleza sigue vigente en el inciso primero del artículo 79 de la LGSE, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión.

La empresa concluye que las restricciones que originan los “Escenarios Posibles” referidos en la sección N°5 del Procedimiento Interno y que activan la necesidad de aplicar la prorrata de reducción de generación de unidades generadoras con costo variables cero o sin costo de oportunidad, deben ser aplicadas en términos tales que todos los usuarios de los sistemas de transmisión soporten dicha prorrata, sin discriminación, lo cual incluye considerar en esa prorrata a los PMGD y PMG con autodespacho.

---

<sup>3</sup> Tinguiririca Energía Joint Venture.

<sup>4</sup> Equipo de Desprendimiento Automático de Generación.

<sup>5</sup> Página 86.

A continuación, la discrepante argumenta que el régimen de autodespacho de los PMG y PMGD constituye una excepción a la optimización económica de la operación del SEN, pero no los excluye de la obligación de sujetarse a la programación de la operación del SEN.

Indica que el régimen de autodespacho establecido para los PMGD es definido por el Reglamento de PMGD<sup>6</sup>:

“Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

Acciona señala que este es un régimen que fue establecido desde el primer reglamento dictado respecto de los PMGD, el año 2006, disponiéndose en ese entonces que se trataba de un régimen que implicaba que el propietario u operador del respectivo PMGD era el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución, en la cual estaba conectado<sup>7</sup>. Prosigue señalando que sin embargo, que los PMGD operen en régimen de autodespacho no los exime de su obligación de sujetarse a la programación de la operación del SEN.

Al efecto, señala que la “Programación de la Operación del SEN” está regulada en el Capítulo 1 del Título III del Reglamento de la Coordinación, cuyo artículo 44 define los aspectos que, como mínimo, el Coordinador debe considerar para realizar la programación de la operación del SEN, mencionando entre ellos: (i) en su literal r) las “Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas”; y (ii) en su literal u) la “Operación esperada” para PMGD y PMG con autodespacho.

Seguidamente, agrega, desarrollando el mandato del literal r), el Artículo 45 inciso primero establece que el Coordinador debe considerar, para la programación de la operación, las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, mencionando entre dichas características, la “capacidad de instalaciones de transmisión”. Agrega que, luego, el inciso segundo de dicho artículo 45 dispone que, en caso de no haber “capacidad de colocación suficiente” para todas las instalaciones de generación con igual costo de generación, el Coordinador debe ajustar la generación de todas ellas “a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima”, agregando explícitamente en ese mismo inciso segundo que “[e]ste ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

---

<sup>6</sup> Artículo 7, literal c).

<sup>7</sup> Artículo 35° del Decreto Supremo N°244, 2 de septiembre de 2005, del Ministerio de Economía, publicado en el Diario Oficial de 17 de enero de 2006.

Acciona sostiene que, en consecuencia, el mandato del Artículo 45 inciso segundo (en concordancia con el artículo 79 inciso primero de la LGSE y el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión), es que el Coordinador considere en la aplicación de la prorrata de reducción de generación también la generación proveniente de PMGD y PMG con autodespacho.

La discrepante afirma que el error del Coordinador radica en que interpreta la expresión “de acuerdo a la normativa vigente” a que se refiere el referido artículo 45, a una normativa circunscrita exclusivamente a los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, que prevén hipótesis circunscritas únicamente a la ocurrencia de contingencias que ponen en riesgo la seguridad del servicio del SEN.

La empresa sostiene que esa no sería la única “normativa vigente” dispuesta para los PMGD y PMG que operan con autodespacho, a que se refiere el Artículo 45 inciso segundo, toda vez que el propio Reglamento MGPE contiene otras normas específicas, que obligan a los PMGD y a los PMG con autodespacho a sujetarse a la programación de la operación del SEN, en las siguientes dimensiones:

(i) el artículo 94 inciso segundo del referido reglamento, obliga al Coordinador a considerar a los PMGD para efectos de la programación de la operación regulada en el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación y, a su vez, el artículo 111 dispone lo mismo respecto de los PMG con autodespacho. Por su parte, el referido artículo 44, exige al Coordinador, al realizar dicha programación, que considere la operación esperada de los PMGD y PMG que operan con autodespacho;

(ii) el artículo 96 del Reglamento MGPE dispone que todo PMGD está obligado a contar con los medios de comunicación que permitan al Coordinador conocer su estado de operación y toda la información relevante relacionada con el PMGD para la programación y operación del sistema eléctrico. Agrega que lo propio dispone el artículo 112 del Reglamento MGPE para todo PMG;

(iii) según lo dispuesto en los artículos 99 y 117, ambos del Reglamento MGPE, todo PMGD y todo PMG con autodespacho, respectivamente, deben enviar, a más tardar el día 25 de cada mes, un informe de su operación mensual al Coordinador (y a la empresa distribuidora), en donde se indique su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. Esos mismos artículos ordenan al Coordinador considerar la información del informe de operación mensual de los PMGD y PMG que operen con autodespacho “en la programación de la operación del sistema para el siguiente mes”.

De lo expuesto, la discrepante concluye que cuando el Artículo 45 inciso segundo ordena al CEN considerar en la prorrata de reducción de unidades generadoras “la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho”, se está refiriendo también a los PMGD y PMG con autodespacho no únicamente bajo las hipótesis en que exista una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio del SEN (reguladas en la sección N°9 del Procedimiento Interno), sino que para todos los “Escenarios Posibles”, referidos en la sección N°5 del Procedimiento Interno.

A continuación, Acciona argumenta que la potencia instalada de PMGD y su proyección en el corto plazo representan una magnitud relevante a esta fecha, lo que justificaría la pertinencia de que existan medidas de control de esos flujos, de parte del CEN, cuando ellos utilizan los sistemas de transmisión.

Al efecto, expone que de acuerdo con las cifras reportadas en el sitio web del Coordinador, a la fecha, la potencia instalada total de centrales tipo PMGD asciende a 2.341 MW. Agrega que, revisada la lista de proyectos PMGD, declarados en construcción ante la Comisión al mes de julio de 2023<sup>8</sup>, se proyecta la interconexión de un total de 2.336 MW entre agosto de 2023 y agosto de 2025.

Agrega que en una reciente carta remitida por el presidente del Consejo Directivo del Coordinador al señor ministro de energía, de 12 de julio de 2023<sup>9</sup>, se ha formulado una recomendación de modificación normativa en lo referido a los PMGD, específicamente en el marco de la función de promoción del funcionamiento competitivo del mercado eléctrico, asignada al Coordinador en el artículo 190 del Reglamento de la Coordinación. Agrega que la carta indica que el mecanismo de precio estabilizado, al que pueden optar los titulares de PMG y PMGD, distorsionaría el proceso competitivo, al generar sobre inversiones en el segmento de PMGD. Expone que uno de los efectos de dicha situación sería, según lo indica el Coordinador, la producción de congestiones no solamente en las redes de distribución "sino que también en las de transmisión, lo cual representa un desafío adicional para el sistema eléctrico (...)". Agrega que el CEN señala que los informes de monitoreo de la UMC han constatado un aumento significativo de episodios de congestiones y recortes de inyecciones de energía renovable variable.

De lo anterior, la empresa desprende que, si ya al mes de agosto de 2023 la potencia total de PMGD asciende a la suma de 2.341 MW; y se proyecta la entrada de numerosos PMGD por un monto adicional de 2.336 MW para el mes de agosto de 2025, entonces, se tendrá un total de 4.677 MW de generación procedente de PMGD, los cuales contribuirán a configurar episodios de congestión en los sistemas de transmisión, lo cual corresponde precisamente a uno de los escenarios posibles de la sección N°5 del Procedimiento Interno, justificándose en consecuencia la activación de la prorrata de reducción de generación también para dichos PMGD.

A su vez, prosigue, según cifras recientes del Coordinador<sup>10</sup>, la generación promedio en horario solar para el 11 de agosto de 2023 fue de 10.350 MWh, aproximadamente, entre las 8:00 y 17:00 horas. Luego, se tendría que los 4.677 MW de generación procedente de PMGD podría representar, en un futuro próximo, sobre un 40% de la generación total del SEN en el horario solar.

---

<sup>8</sup> "Proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Construcción en el Sistema Eléctrico Nacional" del archivo excel "Instalaciones Declaradas en Construcción" de julio de 2023, de la CNE.

<sup>9</sup> Carta CD 00061-23.

<sup>10</sup> Resumen Ejecutivo de Operación; de 11 de agosto de 2023; página 3.



Por lo anterior, Acciona afirma que, de mantenerse el Procedimiento Interno sin las modificaciones solicitadas, existiría en poco tiempo una magnitud de potencia del orden de 4.677 MW, procedente de los PMGD, haciendo uso también de los sistemas de transmisión y contribuyendo a la configuración de episodios de congestión, sin ningún tipo de medida de reducción de su generación; todo ello en abierto contraste con el tratamiento dado a las demás unidades generadoras de costo variable cero o sin costo de oportunidad, a quienes sí se les aplicará la prorrata de reducción de generación.

Todo lo anterior, prosigue, sin excluir que una magnitud de generación de 4.677 MW, sin un adecuado control por parte del Coordinador, bajo determinados escenarios operacionales, podría tener un impacto potencial, tanto en la seguridad como en la calidad de servicio del SEN.

En presentación complementaria, la discrepante se refiere a algunas cuestiones y preguntas formuladas en la Audiencia Pública.

En primer lugar, Acciona afirma que su petición es autosuficiente y que la aplicación de la prorrata del Artículo 45, considerando únicamente los flujos de generación de PMGDs que hagan uso de los sistemas de transmisión, es la consecuencia física de su petición.

Señala que los fundamentos de esta conclusión son los siguientes:

(i) El Procedimiento Interno estableció los criterios que debe aplicar su CdC en la OTR del SEN, en los momentos en que debe ajustarse la generación de las unidades de igual costo variable porque no existe capacidad de colocación suficiente, diferenciando dos grandes ámbitos materiales de aplicación (distintos supuestos de hecho): (a) en los sistemas de transmisión (secciones 4, 5, 6 y 7); y (b) complementariamente, en el segmento de distribución y sistema zonal adyacente (sección N°9, "producto de flujos de energía provenientes de las redes de distribución").

Agrega que en su sección N°3 sobre "Antecedentes", el propio Procedimiento Interno, después de referirse a la prorrata de reducción de generación, ordenada en el Artículo 45, agrega en su segundo párrafo que "complementariamente" se debe considerar lo establecido en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, que se aplican a los PMGD y PMG con autodespacho. Es decir, prosigue, las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno, por un lado; y, la sección N°9 por otro lado, son esencialmente "complementarias" según la definición del propio Procedimiento Interno.

Para la empresa no existiría, entonces, la relación de generalidad a especialidad invocada por terceros interesados, en el sentido que el Reglamento MGPE (específicamente las reglas de sus artículos 102 y 120) primaría, por especialidad, por sobre lo dispuesto en el Artículo 45, ni menos resultaría pertinente atender a la temporalidad con que entraron en vigor el Reglamento de Coordinación y el Reglamento MGPE.

(ii) Acciona destaca que su discrepancia, al explicar el contexto normativo de la controversia, se refirió a la potestad del Coordinador de limitar inyecciones o retiros entre los usuarios de los sistemas de transmisión, en aplicación del artículo 79 inciso primero de la LGSE y artículo



11 del Reglamento de la Transmisión. Y, en ese marco, se refirió explícitamente a los flujos de generación o inyecciones, procedentes de PMGD y PMG con autodespacho, que hagan uso de los sistemas de servicio público de transmisión.

De este modo, la empresa entiende responder la consulta formulada en la Audiencia Pública en el sentido que, de acogerse la petición formulada por Acciona, la natural consecuencia de ello será aplicar la prorrata de reducción de generación ordenada por el Artículo 45, considerando únicamente la generación procedente de los PMGD y PMG con autodespacho, sólo respecto a sus flujos que hacen uso de los sistemas de transmisión. De esa manera, prosigue, se respetaría el régimen de autodespacho de los PMGD y PMG (que los faculta para decidir la energía y potencia que inyectan o no a la red de distribución), en cumplimiento de lo ordenado por el propio inciso segundo del referido Artículo 45, que dispone aplicar dicha prorrata "considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas".

Enseguida la empresa reitera que las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno deben ser modificadas en el sentido solicitado, por imperativo del artículo 79 inciso primero de la LGSE; y que la petición de Acciona reconoce la actual realidad operacional del SEN, declarada por el Coordinador, sobre el uso de los sistemas de transmisión por parte de los flujos de energía procedente de los PMGD.

Más adelante, Acciona argumenta que el CEN tiene las atribuciones para aplicar la prorrata de reducción de generación, considerando la generación procedente de los PMGD y PMG con autodespacho.

Al efecto, la discrepante en primer lugar expone que la NTCyO de los PMGD, el Reglamento de PMGD y la jurisprudencia de la SEC corroborarían lo anterior.

Afirma que, mediante la carta de 18 agosto de 2023 dirigida por el Consejo Directivo al ministro de energía (Carta 18-A)<sup>11</sup>, el Coordinador propuso dos medidas normativas con carácter de "habilitantes", para "cumplir de forma adecuada" con la NTCyO de PMGD, respecto de potenciales recortes a estos medios de generación por motivos de seguridad.

Agrega que en dicha carta el Coordinador consideró que, sin la adopción de esas medidas, no podría cumplir adecuadamente, por ejemplo, con el mandato del artículo 2-14 de la NTCO, que le ordena instruir reducción de generación de PMGD frente a congestiones en sistemas de transmisión zonal, e incluso, paradójicamente, no podría cumplir ni siquiera con el mandato que le establece su propio Procedimiento Interno en la sección N°9, para reducir inyecciones de PMGD frente a contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio del SEN.

Afirma que las medidas normativas propuestas por el Coordinador fueron, en términos generales, las siguientes: (i) que se dispusiera la obligación de los PMGDs (operativos o

---

<sup>11</sup> Carta CD 00075-23 de 18 de agosto de 2023, dirigida por el Coordinador al Ministerio de Energía, incluida en los anexos de la presentación de Acciona en la Audiencia Pública.

futuros) de entregar todas las señales necesarias para su monitoreo y comunicación en tiempo real para que el Coordinador cuente con información suficiente sobre su punto de conexión; y (ii) que se dispusiera que las señales del PMGD sean dirigidas directamente a las empresas de distribución, para que estas últimas hagan disponibles dichas señales al Coordinador, a través del SITR, mediante sus respectivos sistemas SCADA.

Acciona indica que, frente a esta solicitud, manifestó al Coordinador su desacuerdo, a través de la carta de 23 de agosto de 2023 (Carta 23-A), señalando al efecto que:

(i) El Coordinador está obligado a cumplir oportunamente lo dispuesto en la LGSE, el Reglamento de Coordinación y el Reglamento de la Transmisión, en el sentido de instruir reducciones de generación a todos los usuarios de los sistemas de transmisión, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, incluyendo la generación procedente de los PMGD.

(ii) Las atribuciones normativas del Coordinador, para instruir reducciones de generación a los PMGD se encuentran contenidas en la NTCyO, al menos desde julio de 2019, y en el propio Reglamento MGPE, lo cual ha sido refrendado por SEC, precisando que: "El Coordinador podrá limitar las inyecciones del PMGD de acuerdo con la aplicación de orden de mérito de cada central y en caso de igualdad de orden de mérito de las centrales, se aplicará una prorrata en base a la capacidad instalada de cada central"<sup>12</sup>.

(iii) El propio Procedimiento Interno, en su sección N°9, establece la potestad del Coordinador de instruir reducciones de generación procedente de los PMGD, cuando se trata de preservar la seguridad de servicio en el SEN, frente a contingencias que puedan ponerla en riesgo, según lo ordenan los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Señala que la solicitud de ambas medidas normativas en carácter de "habilitantes", por parte del Coordinador, implicaría que mientras ellas no sean dictadas por el Ministerio, la seguridad de servicio del SEN, ante las contingencias a que se refiere el artículo 102 del Reglamento MGPE, su tratamiento dependería de que el Ministerio dicte a la brevedad el reglamento o norma técnica que las contenga; y, entre tanto, el cumplimiento de la obligación del Coordinador quedaría en la incertidumbre cuando, frente a una determinada contingencia de seguridad de servicio, el Coordinador deba dictar las instrucciones pertinentes para disponer la reducción de generación procedente de PMGD en una determinada zona.

Enseguida, Acciona indica que a las consideraciones expuestas, se suma un antecedente relevante, correspondiente al Informe de Verificación de Congestionamientos, publicado en mayo de 2023.

Señala que, según se desprendería del contenido del Informe de Verificación de Congestionamientos, el Coordinador tiene todas las herramientas para identificar congestionamientos resultantes de la

---


<sup>12</sup> Ibid.

generación procedente de los PMGD, habiendo indicado en ese documento que fue capaz de identificar la "existencia de congestiones en 74 transformadores AT/MT ubicados en 66 subestaciones, de un total de 141 subestaciones informadas, con 189 transformadores analizados. Además, 103 de estos transformadores cuentan con inversión de flujo. Por último, se analizan en detalle 117 líneas de transmisión adyacentes a subestaciones con inversión de flujo, de las cuales 16 presentan congestión"<sup>13</sup>.

Adicionalmente, indica que en el Informe de Verificación de Congestiones se indica que: "El Coordinador verificará congestión de instalaciones de transmisión zonal en caso de determinarse flujo inverso en las instalaciones informadas por las empresas distribuidoras y, en el caso de establecerse una congestión, la NTCO de PMGD indica que se deben instruir restricciones a la generación de PMGD"<sup>14</sup>; y que: "Los resultados obtenidos son consistentes con el crecimiento del número de conexiones gestionadas por el Coordinador desde el año 2016, identificándose un aumento en las subestaciones congestionadas debido a PMGD en el sistema de Transmisión Zonal. La evolución de las congestiones en los sucesivos estudios semestrales realizados y publicados por el Coordinador desde el año 2020, se muestran en el Gráfico 1-3"<sup>15</sup>.

Finalmente, expone que en el Informe de Verificación de Congestiones, el Coordinador no dejaría lugar a dudas de que dispone de la capacidad de controlar congestiones en sistemas de transmisión, mediante la aplicación de prorratas de inyección, con lo cual afirma se despejarían las dudas manifestadas en la Audiencia Pública sobre si este organismo dispondría o no de herramientas para instruir las reducciones de generación procedente de los PMGD. Agrega que esto puede apreciarse de un extracto de dicho Informe, que se reproduce a continuación.

Informe de Verificación de Congestiones., p. 34.



**COORDINADOR  
ELECTRICO NACIONAL**

**4. TRATAMIENTO DE PRORRATAS EN CASO DE EXISTENCIA DE CONGESTIONES POR INYECCIÓN DE PMGD EN INSTALACIÓN ZONAL.**

En el caso de verificar la existencia de congestiones por inyección de un proyecto PMGD en alguna instalación zonal, el procedimiento de limitación de las inyecciones de las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de la instalación afectada, para que sus excedentes no superen la capacidad nominal (mientras no se ejecuten obras de ampliación necesarias en dicha instalación), indica que las congestiones deberán ser controladas mediante la aplicación de una limitación de sus inyecciones, a prorrata de las potencias instaladas de los respectivos medios de generación. Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el artículo 102° del DS88-2019, Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, situación que será instruida por el CDC de este Coordinador al respectivo Centro de Control.

<sup>13</sup> Informe de Verificación de Congestiones del Coordinador, mayo 2023, p. 3.

<sup>14</sup> Ibidem., p. 7.

<sup>15</sup> Ibidem., p. 5.

En segundo lugar, la empresa afirma que las respuestas del CEN, tanto a las observaciones formuladas a la versión preliminar del Procedimiento Interno como a las consultas formuladas en la Audiencia Pública, ratificarían que, en la práctica, el CEN instruye reducciones de generación procedente de los PMGD.

Al respecto, afirma que si el Coordinador puede adoptar medidas de reducción de la generación procedente de los PMGD, cuando se trata de preservar la seguridad de servicio en el SEN, entonces también podría hacerlo en aplicación de la prorrata del Artículo 45, respecto de los flujos de energía que provengan de los PMGD y PMG con autodespacho, específicamente sobre la proporción física de esa energía que haga uso de los sistemas de servicio público de transmisión.

Indica que esta conclusión sería corroborada por las respuestas dadas por los representantes del Coordinador en la Audiencia Pública, las que reproduce. De ellas concluye que, a esta fecha, el Coordinador sí instruye regularmente reducciones de generación a los PMGD, a través de la respectiva empresa distribuidora.

Al respecto, Acciona considera que la cuestión referida a la determinación de los medios tecnológicos que deban implementarse por el Coordinador para cumplir su obligación en esta materia se encuentra dentro de la esfera de responsabilidad legal y reglamentaria de este organismo. En particular, señala que al tenor del inciso cuarto del artículo 72-2 de la LGSE, todos los coordinados, incluidos los PMGD, deben proporcionar oportunamente al Coordinador, y actualizar, toda la información que este último requiera para cumplir sus funciones. De esta manera, concluye que el Coordinador está dotado desde el nivel legal de potestades para solicitar a los PMGD y PMG con autodespacho toda la información pertinente que le permita aplicar la prorrata del Artículo 45.

La empresa continúa señalando que, si el Coordinador necesitase implementar ajustes tecnológicos o desarrollo de sistemas, entre tanto implementa esos ajustes o desarrollos, igualmente debiera dar cumplimiento a su obligación legal de aplicar la prorrata de reducción de generación del referido Artículo 45 considerando la generación procedente de los PMGD y PMG con autodespacho, a través de la misma dinámica y con los mismos medios tecnológicos que ha declarado utilizar actualmente para instruir reducciones de generación a los PMGD, por razones de seguridad de servicio, esto es, a través de la respectiva empresa distribuidora, a cuya red se encuentra conectado el PMGD.

Enseguida, la discrepante argumenta que para acoger la discrepancia no sería pertinente aplicar el criterio de especialidad.

Al efecto, sostiene que las hipótesis reguladas en la sección N°9 del Procedimiento Interno no corresponden a los mismos supuestos de hecho, subyacentes a las secciones N°4 y N°7 de dicho procedimiento. Expresa que faltaría el elemento esencial de identidad de materias que activaría, jurídicamente, la aplicación del principio de especialidad. Ello, pues las reglas de las secciones N°4, N°5, N°6 y N°7 están diseñadas para calcular y aplicar la prorrata de reducción de generación de usuarios de los sistemas de transmisión, la cual se activa en base a hipótesis mixtas de sobre generación de oferta eléctrica y/o seguridad de servicio; mientras

que las reglas de la sección N°9 están diseñadas para reducir inyecciones de PMGD cuando se requiere limitar transferencias máximas de energía en subestaciones Primarias de distribución o en sistemas zonales adyacentes.

Asimismo, expone que, en el presente caso, no existiría un conflicto de normas, y no se observarían inconsistencias entre los artículos aplicables a cada sección del Procedimiento Interno.

A continuación, Acciona afirma que la posición del Coordinador respecto de la imposibilidad de aplicar el Artículo 45 debido a la definición de autodespacho, correspondería a un argumento circular, puesto que implicaría sostener que el mismo reglamento que le ordena aplicar la prorrata de reducción de generación a usuarios de los sistemas de transmisión (incluyendo a los PMGD), sería el que le impide aplicarla a los PMGD y PMG, debido a dicha definición de autodespacho

La empresa expone que la interpretación del Artículo 45 debe hacerse en estricta observancia del mandato legal de no discriminación en la aplicación de las condiciones económicas y técnicas de uso de los sistemas de transmisión.

Agrega que desde la entrada en vigor de la Ley Corta I (marzo de 2004), se introdujo dicho mandato, en ese entonces en el artículo 77 de la LGSE, el que luego fue recogido en el actual artículo 79 de la LGSE, como consecuencia de las modificaciones que introdujo la Ley de Transmisión. Señala que en paralelo, desde la misma fecha (marzo de 2004), se introdujo también por la Ley Corta I el mandato legal contenido en el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE, conforme al cual se permitió a los PMGD participar en las transferencias de energía y potencia en el mercado *spot* y que se dictase un reglamento para regular mecanismos de estabilización de sus precios de energía y la forma en que se realizaría el despacho y la coordinación de los PMGD por el Coordinador (antes los CDEC).

De ello, Acciona concluye que los inversores en PMGD, desde marzo de 2004, siempre han tenido conciencia de la vigencia de los dos mandatos legales antes citados

Para Acciona, se debiera dar aplicación a cada sección del Procedimiento Interno en su ámbito material propio, para lo cual es imperativo que se acojan las modificaciones solicitadas en la discrepancia de Acciona.

Enseguida, la empresa argumenta no habría expropiación regulatoria y que el mandato del artículo 79 de la LGSE ha estado vigente desde la misma fecha que el mandato del artículo 149 inciso quinto de la LGSE.

A este respecto, la discrepante reitera que el mandato contenido en el artículo 79 inciso primero de la LGSE, que ordena a todos los usuarios de los sistemas de transmisión observar las condiciones técnicas y económicas de uso de dichos sistemas sin discriminación, entró en vigor el 13 de marzo de 2004, así como el artículo 149 de la LGSE, que contiene el mandato de dar acceso abierto a los PMGD a las redes de distribución, además de disponer que un reglamento regule un mecanismo de estabilización de precios de la energía para los PMGD y la forma en que se realice el despacho y coordinación de los PMGD por el Coordinador.

Expone que precisamente, en virtud de este artículo 149 de la LGSE se dictó el DS 244, en virtud del cual se introdujo en beneficio de los PMGD: (i) el régimen de precio estabilizado; y (ii) el régimen de autodespacho, entre otras materias asociadas a su implementación. Posteriormente, agrega, el Reglamento MGPE mantuvo ambos regímenes para los PMGD.

La empresa reitera que su petición no afectaría el régimen de autodespacho de los PMGD, toda vez que la aplicación de la prorrata de reducción de generación, ordenada por el Artículo 45, se debiera aplicar únicamente a la proporción física de los flujos de energía de los PMGD que hacen uso de los sistemas de servicio público de transmisión, entrando en ese momento bajo la esfera de vigencia del artículo 79 inciso primero de la LGSE (mandato legal de uso no discriminatorio de los sistemas de transmisión).

Acciona afirma que hace poco tiempo, la explicación del marco normativo referida a los PMGD fue desarrollada por la CNE ante el TDLC, la cual a continuación expone.

Termina destacando que la exención de pago de peajes troncales dispuesta por la Ley Corta I, en marzo de 2004, en beneficio de los PMGD, constituyó una medida de discriminación positiva para los PMGD, una excepción de pago en el uso de dicha categoría de sistema de servicio público de transmisión, pero que, como excepcionalidad, fue establecida por una norma legal (la propia LGSE), exclusivamente en esa materia.

De lo anterior, la empresa concluye que la consecuencia jurídica legal y lógica de ello es que la Ley Corta I de 2004 no introdujo ninguna otra diferencia, en favor de los PMGD, a nivel de uso de los sistemas de servicio público de transmisión, lo cual implicaría que la generación procedente de los PMGD está sujeta al mandato legal de no discriminación del artículo 79 de la LGSE y, por ende, a la prorrata de reducción de generación ordenada en el Artículo 45.

Agrega que si el legislador hubiese tenido la voluntad de eximir a los PMGD del mandato de legal de uso no discriminatorio de los sistemas de transmisión, del artículo 79 de la LGSE, entonces el legislador habría procedido tal como lo hizo con la exención del pago de peajes troncales que sí dispuso en favor de los PMGD: habría dispuesto un tratamiento especial para los PMGD al usar dichos sistemas de transmisión, pero no lo hizo.

A continuación, Acciona enfatiza que acoger la petición de Acciona no implicaría afectar el régimen de autodespacho de los PMGD y PMG con autodespacho.

Sobre esta materia, la empresa señala que en el Dictamen N°2 de 2007, el Panel dejó asentado que el autodespacho no originaba una falta de cumplimiento de la obligación de operar a mínimo costo el sistema eléctrico, pero que sí planteaba el problema práctico de disponer de información precisa, lo que se subsanaba si el CDEC [hoy Coordinador] entregaba la información actualizada y a través de medios de fácil acceso para los agentes que deben tomar las decisiones de operación.

Agrega que el Panel, además despejó que, si bien bajo una condición de autodespacho la responsabilidad del despacho no recaía ni en el CDEC [Coordinador], ni en la distribuidora, ello no impedía que todo PMGD debiese coordinar su operación en los siguientes términos: (i) con la empresa distribuidora para resguardar en todo momento la calidad y seguridad de

la red de distribución; y (ii) con el CDEC para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico y las transferencias entre generadores.

Expone que el Panel agregó que, aún bajo la vigencia del régimen de autodespacho, el DS 244 reservaba para el CDEC la coordinación limitada en dos aspectos indelegables: (i) que los aportes esperados de los PMGD debían ser informados al CDEC para la programación de la operación global del sistema eléctrico; y (ii) el derecho a que los PMGD participasen en los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia.

A la luz de esa jurisprudencia, la empresa concluye que el Reglamento MGPE mantiene actualmente esta misma categoría y naturaleza de obligaciones para los PMGD con el Coordinador.

En consecuencia, a su juicio quedaría acreditado que la petición de la discrepancia de Acciona en nada afectaría el régimen de autodespacho, en la medida que la prorrata de reducción de generación del Artículo se aplique únicamente a los flujos de energía que hagan uso de los sistemas de servicio público de transmisión, sobre la base de la operación mensual que los PMGD deben informar al Coordinador con los excedentes esperados para el siguiente mes (artículo 99 del Reglamento MGPE).

La empresa destaca que la petición de Acciona no afectaría la facultad del PMGD de definir, por sí mismo, cuánta energía y potencia inyectará a la red de distribución, y, por ende, no implicaría sujetar la generación del PMGD o PMG con autodespacho a un proceso de optimización económica.

Por lo anteriormente expuesto, Acciona solicita al Panel:

“que se instruya al Coordinador la modificación del Procedimiento Interno, en el siguiente sentido:

En la Sección 4 “Unidades con costo variable cero o sin costo de oportunidad”

Reemplazar actual redacción del literal g) por la siguiente, destacándose en negrita lo que se solicita agregar:

**“g) Centrales que operen con autodespacho con costo variable cero, incluyendo PMG y PMGD”.**

En la Sección 7 “Orden de ejecución de Acciones”

Modificar la redacción del Numeral 5 de la Sección 7, destacándose en negrita lo agregado:

**“Instruir la reducción de generación de costo variable cero o sin costo de oportunidad, mediante los respectivos CC, a través del CC de la respectiva Empresa Distribuidora o en forma directa, según sea el caso, a todas las unidades que presentan dicho costo variable, incluyendo a los PMGDs y PMG que operen con autodespacho, según prorrata calculada.”**



## 2.2 Presentación de Acesol

Acesol, en calidad de interesada, sostiene que el Procedimiento Interno en análisis respondería cabalmente a las disposiciones reglamentarias y técnicas aplicables, no existiendo consideración incorrecta o incompleta alguna por parte del CEN. Por el contrario, agrega, la incorporación de reglas diversas a aquellas establecidas en la normativa vigente, supondría no sólo el ejercicio de facultades que el CEN no posee, sino también una contravención al marco regulatorio.

Expone que el CEN ha emitido un Procedimiento Interno cuyo objetivo es describir los criterios que deben aplicar los CdC, en la OTR del SEN, en los momentos en que se debe ajustar la generación de las unidades de igual costo variable porque no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. Agrega que el CEN, en el referido procedimiento, desarrolla con mayor detalle "el caso de ajuste de aquellos recursos que pueden inyectar energía eléctrica a costo variable cero o recursos que no tienen costo de oportunidad, de tal forma de dar cuenta de la aplicación de estos criterios de ajuste o reducción cuando sea necesario, lo cual ocurre generalmente en las horas diurnas".

En definitiva, precisa, el objetivo del procedimiento en análisis es explicitar los criterios de aplicación de la normativa vigente en esta materia, en particular y no exclusivamente, del Artículo 45.

Explica que en razón de lo anterior el CEN, en la sección N°4 del Procedimiento Interno, singularizó las unidades generadoras a los que se les aplicará el criterio de ajuste o reducción, de la siguiente manera: (a) Centrales de energía renovable variable (eólica y solar); (b) Centrales de cogeneración o autoproductores; (c) Generadores convencionales operando con GNL en condición de suministro inflexible y que como resultado de la programación de la operación el costo de oportunidad sea igual a cero; (d) Centrales hidráulicas de pasada; (e) Centrales hidráulicas de embalses en condición de vertimiento; (f) Otros tipos de centrales que no cuenten con costos variables incurridos directamente en el proceso de generación eléctrica o que la normativa indique que deban ser consideradas con costo variable igual a cero; y (g) Centrales que operen con autodespacho con costo variable cero.

Señala que el literal g), referido a las unidades generadoras que operan con autodespacho, sin embargo, no comprende a los PMG con este modo de operación y PMGD, los que quedan regulados en la sección N°9 del Procedimiento Interno, por las razones que el CEN manifestó en el periodo de observaciones a la propuesta preliminar de este, que la interesada cita en su presentación, y conforme a las cuales el Procedimiento Interno es consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN.

Acesol señala que la Ley de Transmisión creó el CEN, organismo que reemplazó a los CDEC, dotándolo de personalidad jurídica de derecho público y de nuevas atribuciones y que sus funciones se encuentran delimitadas por el principio de juridicidad, consagrado en los artículos 6 y 7 de la Constitución, que obliga a los órganos del Estado a actuar en estricto cumplimiento de las funciones que la ley les otorga.



En ese contexto, añade, el CEN es un órgano que sólo puede ejercer aquellas funciones que le han sido atribuidas por ley, dentro de sus competencias y con estricto apego a la normativa que lo regula. Explica que la Ley de Transmisión restringió el ámbito que el operador del sistema puede abordar en un procedimiento interno, en comparación con el de los procedimientos de las direcciones técnicas de los antiguos CDEC. Al mismo tiempo, indica, la ley amplió el alcance y objetivo de la normativa técnica, a cargo de la CNE conforme al texto del artículo 72-19 de la LGSE.

Para Acesol este sería un elemento esencial para interpretar y definir el alcance de las competencias del CEN para la dictación del procedimiento interno en análisis. Precisa que la ley mencionada estableció una nueva distribución de competencias normativas en el ámbito de la operación coordinada, ampliando aquellas que corresponden a la CNE y consecuentemente restringiendo aquellas del CEN. Indica que en la historia de la Ley de Transmisión se dejó constancia de lo señalado.

La interesada señala que, dado un cierto nivel de confusión advertido por distintos exponentes en el proceso legislativo, por la definición de los procedimientos técnicos que contemplaba el mensaje de la ley en relación con las normas técnicas que debían ser dictadas por la CNE, se introdujo una indicación sustitutiva que tuvo por objeto "aclarar el alcance de las normas que puede dictar autónomamente el Coordinador, las cuales se limitan a normativa de carácter interna necesaria para el funcionamiento de dicho organismo y de metodología de trabajo de detalle que sea necesaria". Ello, prosigue, dado que "las definiciones regulatorias son de competencia exclusiva de la autoridad regulatoria, es decir, la CNE y el Ministerio de acuerdo a sus competencias".

En virtud de lo anterior, la asociación precisa que esa indicación eliminó la intervención de la CNE en la elaboración de dichas normas de carácter interno; adecuó el nombre y eliminó la instancia del Panel. Aunque esto último, puntualiza, fue modificado en el trámite legislativo posterior, restableciéndose la posibilidad de discrepar del procedimiento interno en los términos que se conocen hoy.

Añade que la Ley de Transmisión contempló un régimen transitorio que mantuvo vigente los procedimientos de los CDEC que contaran con informe favorable de la CNE mientras no se dictaran las normas técnicas de reemplazo.

Indica que la ley finalmente aprobada definió, en el artículo 72-19, las normas técnicas que puede emitir la CNE. Conforme a ese artículo, señala, "la Comisión deberá analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, y fijará, mediante resolución exenta, las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector. Para ello, anualmente, establecerá un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de éstas".

Para Acesol los aspectos fundamentales de los procedimientos internos regulados en el artículo 72-4 de la LGSE son: (i) su alcance, que comprende normas internas, metodologías de trabajo y requerimientos de detalles; y, (ii) sus limitaciones, que comprenden el ajustarse

a las disposiciones de la ley, reglamentos y demás normativa vigente. Por lo anterior, concluye, los procedimientos internos no podrían crear regulación técnica, ni menos modificarla.

Precisa que, como se ha señalado en otras discrepancias recaídas en este tipo de procedimientos, el examen del Panel "ha de recaer sobre la adecuación de las materias discrepadas del Procedimiento Interno, a las competencias del Coordinador, los textos normativos que delimitan su actuación, así como a estándares de racionalidad técnica"<sup>16</sup>.

Señala que el artículo 149 de la LGSE, en lo pertinente a los MGPE, establece que corresponde a la potestad reglamentaria regular "los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación o sistemas de almacenamiento cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo".

Agrega que el artículo 72-2 de la LGSE regula la obligación de sujetarse a la operación coordinada por parte de los propietarios o quienes, a cualquier título, operen las diversas instalaciones que se encuentren interconectadas al SEN, quienes tendrán la calidad de coordinados. Entre ellos, precisa, se incluyen los PMG y PMGD.

Sin embargo, Acesol expresa que la LGSE establece a renglón seguido una norma a su juicio esencial para la resolución de esta discrepancia, que dispone que "[e]l reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos".

Así, para la interesada, la LGSE sujeta a la operación coordinada tanto a los PMG como a los PMGD, pero entrega al reglamento la regulación de la forma en que se llevará a cabo esta coordinación, habilitando a que este cuerpo normativo contenga exigencias diversas para distintos tipos de coordinados considerando los criterios allí establecidos.

En consistencia con lo anterior, explica que un tratamiento regulatorio que discrimina entre coordinados, esto es, que diferencia entre unos y otros, no sólo no sería *per se* contrario a la normativa vigente, sino que sería admitido expresamente por la LGSE.

Agrega que ello coincide con el entendimiento que han tenido los tribunales superiores de justicia los que han establecido que aquello vedado a los órganos que ejercen funciones públicas es discriminar arbitrariamente, esto es, sin justificación alguna. En este contexto, señala que no sería discriminatorio no considerar en la aplicación del Artículo 45 a los MGPE en autodespacho. Ello, agrega, por cuanto la regulación considera un tratamiento distinto para este tipo de medios de generación en diversos ámbitos, no por capricho o decisiones sin

---

<sup>16</sup> Prevención en Dictamen N°19-2022.

fundamento, sino por una consideración a las especiales características de estos medios de generación.

Al efecto, indica que en el año 2004 la Ley Corta I estableció por primera vez un beneficio para las ERNC, al formalizar la excepción completa del pago de peaje de transmisión troncal para aquellos medios de generación de capacidad menor a 9 MW. Añade que además, en esta misma ley, se introdujo el régimen de PE y se le permitió a dichos medios participar en el mercado *spot*.

Menciona que el objetivo principal de la normativa introducida a la LGSE fue eliminar barreras de entrada para los MGPE, y en particular tratándose del PE, al mercado de contratos. Explica que a partir de esta normativa se ha desarrollado un estatuto especial, propio de los MGPE, como lo ha reconocido el propio Panel.

De hecho, prosigue, considerando esta habilitación legal, el Reglamento MGPE contiene un régimen especial aplicable a los PMG y PMGD. Para Acesol, de la lectura de su articulado quedaría de manifiesto que el referido reglamento contiene normas de carácter especial para este tipo de medios de generación, entre las que se encuentran aquellas normas que determinan la metodología o requerimientos para las limitaciones a sus inyecciones.

La asociación agrega que el Reglamento MGPE, en su artículo 2, dispone que corresponde a la normativa técnica establecer "los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento". Para Acesol, este conjunto normativo contendría de manera completa y cabal el régimen aplicable a estos medios de generación en materia de limitación a sus inyecciones. Menciona que antes de la dictación del Reglamento MGPE la normativa especial aplicable era el DS 244.

Enseguida, la interesada expone que los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE contienen las reglas a aplicar en caso de limitaciones a las inyecciones de PMGD y PMG respectivamente, los que transcribe. De la lectura de ambos artículos la interesada señala que se puede afirmar que dichos preceptos establecen los siguientes criterios: (i) es aplicable a los MGPE que operen con autodespacho. En el caso de los PMG, dado que tal forma de operación es opcional dependiendo de su tecnología, se señala expresamente. Tratándose de PMGD tal distinción no sería necesaria pues ese es el único régimen de operación aplicable; (ii) procede la limitación en caso de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; y (iii) las limitaciones de inyecciones deben seguir un criterio de eficiencia económica, según costos variables y, a falta de estos o tratándose de medios de generación de costo variable cero, la limitación debe realizarse a prorrata de la capacidad instalada de los mismos.

Explica que la diferencia más significativa entre ambos preceptos es que, en el caso de los PMGD, el CEN se encuentra habilitado para establecer las medidas que las empresas distribuidoras deben adoptar.

Para la asociación este es el tratamiento de la limitación de las inyecciones de PMG y PMGD, pues sería compatible con el resto del diseño normativo contenido en el Reglamento MGPE.

Por el contrario, agrega, este régimen no sería complementario con el establecido en el Artículo 45, dado que este último establecería criterios diversos para el caso de congestiones en el sistema zonal y no sería consistente con el resto de la regulación a partir de la dictación del Reglamento MGPE.

Precisa que en esa línea argumental, una norma clave para fundamentar lo anterior es el artículo 7 literal c) del referido reglamento que contiene la definición de autodespacho en los siguientes términos: "Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador\_y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico".

Para la interesada, esto daría cuenta de que, en el ámbito de la operación, una regla consistente con el autodespacho en el caso de los MGPE es la regulación de las limitaciones a sus inyecciones por razones de seguridad en el servicio, como ocurre en los mencionados artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, concepto que es muy diverso a un despacho económico.

Explica que el concepto de autodespacho ha sido antes analizado por el Panel, así como la naturaleza especial del régimen al que se encuentran sometidos los MGPE. Así, añade, en el Dictamen N°4-2007 que se refiere principalmente a la posibilidad de sujetar al despacho centralizado a ciertos PMGD bajo la vigencia del DS 244, el Panel señaló:

"La condición de operación en autodespacho tiene como consecuencia que sea su propietario u operador el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la correspondiente red de distribución. La responsabilidad del despacho no recae por tanto ni en el CDEC ni en la distribuidora. Esta regla es concordante con la definición de despacho que se deriva del Artículo 183 del DS 327/1997 en el sentido de "coordinación de la operación en tiempo real del sistema en su conjunto y de cada una de las unidades generadoras y líneas de transporte", de cuya aplicación queda eximido un PMGD".

Agrega que el Panel precisó:

"(...) para el caso de los PMGD, el DS 244/2005 no optó por la aplicación de las normas generales de coordinación y despacho a cargo de un CDEC, establecidas en el DS 327/1997, sino que impuso un régimen especial mediante el cual radica la decisión de despacho en el propio propietario u operador de PMGD y, en coordinación con la distribuidora respectiva, la seguridad y calidad de servicio de la red a la que se conecta. Asimismo, reserva para el CDEC una coordinación limitada solamente a dos aspectos indelegables: uno, que los aportes esperados de los PMGD serán informados a través de los IOM para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico, y otro, el derecho que se le reconoce a los PMGD a participar en el balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realiza el CDEC".

En este mismo sentido el Panel reiteró:

“El autodespacho de los PMGD\_no supone el establecimiento de una discriminación arbitraria, dada la diferencia que a efectos operacionales tiene la red de distribución con los sistemas de transmisión, especialmente en cuanto a su exclusión del ámbito de coordinación operativa que tiene el CDEC.”

Por último, expone que el Panel concluye:

“Como resultado del análisis anterior, el Panel concluye que el conjunto de las disposiciones del DS 244/2005 y en particular su Artículo 35° consideran una operación en autodespacho de los PMGD que excluye cualquier opción de despacho centralizado por el CDEC y que la operación en autodespacho no se contrapone a los fines de preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico y de garantizar la operación más económica como principios rectores de la coordinación entre las instalaciones interconectadas”.

Precisa que la existencia de este régimen especial, actualmente contenido en el Reglamento MGPE, queda de manifiesto, entre otras, en las siguientes normas:

Respecto a los PMG:

- La operación en autodespacho implica que la determinación de la potencia y energía a inyectar al sistema es de responsabilidad del PMG (art. 110).
- El CEN debe considerar a los PMG a efectos del artículo 44 del Reglamento de la Coordinación, esto es, para la programación de la operación (art. 111). No menciona el Artículo 45.
- Los PMG quedan sujetos a la coordinación a efectos de calidad y seguridad de servicio y para esto deben entregar informes de proyección de operación mensual con obligación de actualización cuando corresponda (art. 117).
- Los PMG deben cumplir las exigencias que respecto a los medios de comunicación para operación coordinada son establecidos en la normativa técnica respectiva (art. 112).
- El propietario u operador de un PMG con autodespacho deberá en todo momento acatar las instrucciones del CEN que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico (art. 114).

Respecto de los PMGD:

- La coordinación para resguardar seguridad y calidad de servicio se realiza a través de la empresa distribuidora (art. 94).
- El CEN coordina la operación de estas centrales generadoras con el propietario de S/E Primaria (art. 94).
- El PMGD debe acatar instrucciones de la empresa de distribución (art. 94).

- Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa distribuidora, de acuerdo con lo señalado en el reglamento y la normativa vigente (art. 95).
- Los PMGD deben contar de medios de comunicación que permitan al Coordinador conocer su estado de operación, obtener la información de las inyecciones y consumos de energía y potencia que el PMGD realice a través del punto de conexión con la red de distribución y toda la información relevante relacionada con el PMGD para la programación y operación del sistema (art. 96).
- Los requerimientos a los medios de comunicación y la información que el Coordinador solicite deberán ser especificadas en la NTCO y deberán depender, entre otros, de la potencia nominal de la central, su generación esperada, su ubicación y tecnología, así como el impacto que su operación genere sobre el sistema eléctrico (art. 96).
- Los propietarios o titulares de PMGD de impacto significativo tienen la obligación de enviar informes de proyección de generación para los 12 meses siguientes (art. 98).
- Para efectos de la programación, los PMGD deben enviar mensualmente un informe de su operación mensual a la empresa distribuidora y al Coordinador, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente de acuerdo con lo que establezca la normativa vigente, el que deberá actualizarse en caso de que corresponda (art. 99). Se excluyen de esta obligación los PMGD de impacto no significativo, salvo que el Coordinador lo solicite con estudio justificativo.

Adicionalmente, explica que para el caso de los PMGD, el reglamento contempla un régimen destinado a identificar y administrar las limitaciones de las inyecciones antes de la operación, lo que se traduce en una restricción *ex-ante* para los proyectos, que se identifica y fija preliminarmente en la etapa de conexión, lo que se regula en los artículos 85 y siguientes del Reglamento MGPE.

Según la interesada, el artículo 88 de ese reglamento establece que la determinación de las limitaciones a las que pueda estar sujeto un PMGD por congestiones, tanto en la red de distribución como en el sistema de transmisión zonal, son identificadas y fijadas durante el proceso de conexión, mediante los estudios que le son exigidos a su titular, información que se debe revisar y actualizar por el CEN en estudios semestrales destinados a determinar las posibles congestiones. Estas limitaciones, agrega, deben quedar consignadas en el ICC y determinan la capacidad de inyección del respectivo medio de generación que puede ser eventualmente flexibilizada por el CEN si se comprueba que no hay congestiones o que son menores a las proyectadas.

Para Acesol esto sería consistente con la exigencia establecida en el artículo 63 del referido reglamento, conforme a la cual la empresa distribuidora debe informar a la SEC y al CEN, el estudio de flujo de potencia que dé cuenta de la congestión detectada; y también con la exigencia contenida en el respectivo artículo 69, precepto que dispone que el titular del PMGD, al momento de declararse en construcción, debe enviar a la CNE copia del ICC indicando si

existe una limitación de la capacidad de inyección por efecto de congestiones a nivel de transmisión zonal.

Lo anterior, sostiene, implicaría que el Reglamento MGPE ha establecido una regla distinta de asignación de limitaciones por congestión a la aplicable al resto de las centrales conectadas al sistema, reguladas por el Artículo 45. Ello, pues las limitaciones se determinarían considerando los PMGD ya instalados y, por lo tanto, irán aumentando para los entrantes en la medida que se vaya copando la capacidad del sistema de transmisión zonal. Añade que la limitación se relaciona con las inyecciones y no con la capacidad conectada del PMGD.

Explica que esta limitación es lo que la CNE ha denominado prorrata en razón de la “capacidad máxima autorizada” de acuerdo a los antecedentes del proceso de consulta pública de la modificación a la NTCO realizada durante el presente año. Y que esta, prosigue, no sería una limitación que surja de la operación coordinada, sino que se determina durante el proceso de conexión y constituye una restricción que puede ser temporal para las inyecciones del respectivo PMGD, establecida en el ICC.

Este régimen, agrega, sería diverso al aplicable a centrales conectadas al SEN consideradas en la sección N°4 del Procedimiento Interno, que deriva de la operación coordinada y se aplica en función de la potencia conectada de cada central. Para la interesada, pretender aplicar este régimen a los PMG y PMGD constituiría un error y supondría infringir la normativa vigente.

En definitiva, precisa la asociación, la normativa especial aplicable a PMG y PMGD establece que estos operan en autodespacho y, por tanto, quedarían excluidos de la operación centralizada, siendo de su responsabilidad la determinación de la energía y potencia que aportan, pudiendo ser limitados por razones de seguridad del sistema.

Según Acesol el Reglamento MGPE contiene un conjunto de normas que dan cuenta de que los PMG y PMGD, si bien son coordinados, se encuentran sujetos a un régimen distinto, que se justifica por su tamaño e impacto sistémico, que implica sujetarse a exigencias diferenciadas en varios aspectos de la operación coordinada. Entre ello, se destacan la forma de determinar y asignar las limitaciones por congestiones del sistema de transmisión aguas arriba, la intensidad de su sujeción a las exigencias de la OTR, el rol que le corresponde a las empresas distribuidoras en este ámbito y las exigencias que le son aplicables en materia de equipamiento de control y comunicaciones, las que dependerán del tamaño del medio de generación.

La asociación expone que incluso ignorando el hecho de que el criterio que se solicita aplicar a PMG con autodespacho y PMGD por igual sería erróneo conforme a la normativa vigente, lo anteriormente expuesto impediría sujetar a estos medios de generación, sin ninguna distinción o matiz, a las reglas establecidas en el Artículo 45 y conforme a las cuales el CEN diseñó las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno.

Para la interesada lo indicado se puede demostrar analizando los distintos requerimientos que se hacen en materia de sistemas de comunicaciones y medidas a los diferentes coordinados



del sistema. Al efecto, puntualiza que la NTSyCS, que define los estándares de aquellas unidades que se conectan directamente al sistema de transmisión, consta de un capítulo completo que define las características de los SISTR, de comunicaciones de voz, de sistemas de monitoreo y de medidas para transferencias económicas. Señala que estos contenidos, a su vez, son complementados con tres anexos técnicos (AT): AT de Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SISTR, AT de Sistemas de Monitoreo y AT de Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas. Por ejemplo, agrega, en el apartado del SISTR, además de cumplir con el envío de los datos, disponibilidad, operación y mantenimiento del sistema, debe asegurar la correcta conexión y comunicación con el CdC del CEN, tanto el principal como el de respaldo. Añade que esta comunicación se debe dar bajo protocolos específicos de comunicación, con una disponibilidad que no debe ser menor al 99,5% del tiempo, y con esquemas redundantes y seguros. Además, explica, cada dato enviado al CdC del CEN debe incluir estampa de tiempo, elemento indispensable para la visualización en tiempo real de cada central que se conecta al sistema de transmisión.

Precisa que el mismo AT de SISTR determina en su artículo 2 que, las exigencias de este anexo aplican también para PMGD, pero con la siguiente salvedad:

“[r]especto de los PMGD, el Coordinador podrá aplicar exigencias distintas de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. En particular, podrá; Limitar las señales que deben enviar al SISTR, procurando exigir solo aquellas señales que sean necesarias para asegurar la seguridad y calidad de servicio del SI. Establecer exigencias de disponibilidad o calidad diferenciadas para el envío de señales, siempre que no se vea afectada la seguridad y calidad de servicio del SI. Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los PMGD cuyas instalaciones no causen impacto alguno en la seguridad y calidad de servicio del SI, el Coordinador deberá eximirlos de la incorporación al SISTR mientras se cumpla dicha condición”.

Para Acesol, el AT de SISTR establecería una clara diferenciación en los requisitos que deben cumplirse, y en su opinión debiera eximir a los PMGD del envío de la totalidad de la data establecida en caso que no tengan impacto alguno en la seguridad y calidad de servicio. Precisa que los recortes de generación por sobreoferta no son precisamente condiciones operativas que obedezcan a temáticas de seguridad y calidad de servicio.

La asociación expone que si, por otra parte, se analizan las exigencias en materia de comunicaciones que hace la NTCO, se puede advertir que estas están contenidas en el Título 4-4 Instalaciones de Control y Medida, título que es parte del Capítulo 4 de la mencionada norma, que lleva por nombre “Exigencias Técnicas para la Conexión al Sistema de Distribución”. Añade que en materias relativas a transferencias económicas la NTCO establece que cada PMGD debe cumplir con lo indicado en el AT respectivo de la NTSyCS, ya que todo generador, independiente de su punto de conexión, debe proveer la información en el tiempo y forma que define el AT respectivo. Acesol releva que la información entregada por los sistemas de transferencias económicas tiene datos y periodicidad distinta a los requeridos



para sistemas de información en tiempo real, por lo que no es una solución apta, por ejemplo, para sistemas de control de generación bajo escenarios de sobreoferta de generación. Además, indica, la NTCO establece una diferenciación en el esquema de sistemas de transferencias para PMGD menores a 1,5 MW, en el sentido de establecer menores requerimientos que otras centrales.

Lo relevante de la NTCO para la interesada es que, en materias de control de operación, establece una simple exigencia, que independiente de la opción que tome para enviar sus datos al CEN debe contar con "acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar los equipos de medida con el objeto de que esta última pueda conocer el estado operativo del PMGD". Según Acesol esta indicación no tiene otro fin más que la empresa distribuidora respectiva pueda saber de antemano si el PMGD está energizando o no la red respectiva, y así poder operar de manera segura en el caso que la empresa deba realizar maniobras en las inmediaciones a la conexión del PMGD.

La interesada explica que el esquema regulatorio establece una diferenciación clara en las obligaciones y el equipamiento con el cual deben contar los PMGD, que sería consistente con los principios de autodespacho establecidos en el Reglamento MGPE. Por otra parte, expone que, en caso de que la operación de uno o más PMGD puedan causar impacto a la seguridad y calidad de servicio, el AT de SITR indica que el CEN puede exigir las señales necesarias a estas instalaciones, lo cual sería coherente con lo establecido en los artículos 102 y 120 ya reseñados.

En resumen, para Acesol existe un diseño regulatorio que establece diferencias técnicas y operativas a los PMGD dada su opción de autodespacho en los términos definidos en el Reglamento MGPE, que además harían técnicamente imposible dar aplicación a lo pretendido por la discrepante y conllevaría a una aplicación parcial, imperfecta y discriminatoria de las limitaciones a las inyecciones. Lo anterior lleva a afirmar a la interesada que lo solicitado por la discrepante carece de racionalidad técnica.

Respecto del PE, señala que fue analizado recientemente por el TDLC en cuanto a sus impactos a la competencia en el mercado de generación, efecto sobre usuarios y otros aspectos, a propósito de una solicitud de recomendación normativa, proceso iniciado por diversas empresas generadoras que tenía como propósito que ese tribunal recomendara a la autoridad la modificación del régimen de PE.

En la oportunidad, explica, el TDLC decidió no ejercer la facultad en razón, entre otras consideraciones a que: (i) los antecedentes disponibles indican que el Mecanismo de Estabilización de Precios para MGPE ha inducido la entrada y una diversificación de la matriz energética del país, lo que estaría alineado con los objetivos de política pública que justificaron su introducción; (ii) el citado mecanismo no corresponde a una medida que, a través de un sesgo en el precio, beneficie estructuralmente a ciertas centrales de generación en perjuicio de otras; (iii) no es posible deducir que el mecanismo tenga, por el momento, el potencial de incrementar el precio de la energía de forma relevante, y por lo tanto que afecte adversamente de forma significativa a los consumidores; (iv) la posibilidad para un MGPE de

optar por un mecanismo al cual valorar sus inyecciones, no asegura necesariamente ventajas que sean permanentes y la posibilidad de arbitrar a partir de la elección entre el costo marginal y el PE estaría mitigada a partir de las limitaciones impuestas por la normativa; y (v) los antecedentes proporcionados en el proceso no permiten determinar que existe un sesgo estructural en favor de alguna tecnología.

Así, para Acesol la exposición de datos coyunturales que no dan cuenta del comportamiento del PE en el tiempo y su impacto, no constituye un fundamento o antecedente que aporte a la resolución de esta discrepancia.

Conforme se ha expresado anteriormente Acesol concluye, a modo de resumen:

- Que el Procedimiento Interno tiene por objeto establecer los criterios que aplicará el CEN en los casos en que debe ajustar la generación de las unidades de igual costo variable porque no existe capacidad suficiente para la totalidad de la generación disponible;
- Que los PMG y PMGD se encuentran sujetos a una normativa especial -y posterior- distinta de aquella contenida en el Artículo 45 y cuya aplicación se establece en las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno;
- Que, conforme a dicha normativa especial, los PMGD y PMG que operan con autodespacho sólo están sujetos a limitaciones por contingencia cuando exista riesgo para la seguridad del servicio. En el caso de los PMGD las restricciones a inyecciones por congestiones del sistema de transmisión zonal son determinadas en el proceso de conexión y fijadas en el ICC y no resultan de la OTR;
- Que la aplicación de las reglas contenidas en el Artículo 45 a los PMGD y PMG que operan con autodespacho infringe la normativa especial a las que están sujetas y además es no es técnicamente racional considerando el conjunto normativo aplicable a este tipo de medios de generación;
- Que el CEN, en la dictación de procedimientos internos debe sujetarse a la ley, los reglamentos y normativa técnica pertinente, lo que se cumple con el tratamiento contenido en la sección N°9 del Procedimiento Interno materia de la discrepancia. A su juicio, se infringirían tales limitaciones al modificarse este instrumento en los términos solicitados por la discrepante.

En presentación complementaria Acesol reitera los conceptos vertidos en su escrito principal.

La asociación señala que pretender aplicar el régimen del Artículo 45 a los PMG y PMGD constituiría un error y supondría infringir la normativa vigente pues dicha petición supondría dos cosas: (i) incluirlos entre aquellas unidades generadoras sujetas a recortes de generación siempre que exista imposibilidad de colocación de toda la generación disponible en el sistema o zona del sistema; y (ii) aplicar los recortes a prorrata de su capacidad máxima.

Para la interesada los dos efectos identificados precedentemente son contrarios a la normativa aplicable a los MGPE dado que existiría un régimen especial que regula de forma completa a

estos medios reconociéndolos, según corresponda, el régimen de operación de autodespacho, que determina y gestiona las limitaciones por congestiones del sistema de transmisión zonal de una manera diversa a los recortes regulados en el mencionado artículo y que sólo autoriza las limitaciones que surgen de la OTR en casos de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio, régimen contenido en el Reglamento MGPE.

Precisa que ese reglamento contiene un tratamiento que resuelve integralmente el eventual impacto de los MGPE, en particular de los PMGD, en el sistema de transmisión zonal, al establecer la necesidad de determinar las posibles congestiones mediante estudios eléctricos, de los que podrá derivar que el respectivo medio de generación sólo quede autorizado a inyectar al sistema parte de su capacidad. Puntualiza que, en algunos casos, esa restricción ha implicado autorizar una inyección igual a cero.

Explica que esta restricción en la operación de un PMGD queda consignada en el respectivo ICC y tiene por objeto evitar las congestiones, lo que sólo puede ser modificado por el CEN, no en la OTR, sino mediante estudios de congestiones semestrales. Lo anterior, en opinión de Acesol, permite sostener que el Reglamento MGPE contempla un tratamiento específico que se hace cargo de las congestiones en el sistema de transmisión y que se orienta a prevenirlas.

Enseguida la interesada se pregunta si podría esta restricción convivir con la aplicación de una prorrata respecto de la capacidad máxima de la unidad generadora. En el extremo, indica, si la prorrata aplicable a un PMGD resultara en una capacidad de inyección superior a la restricción, cuestiona entonces si esto significaría que el PMGD quedaría autorizado a inyectar más que lo que indica su ICC. Señala que la respuesta sería negativa, lo que mostraría que la regla del Artículo 45 sería incompatible con el régimen de restricciones que considera el Reglamento MGPE.

La asociación destaca que el Procedimiento Interno considera diversos escenarios que pueden dar lugar a que exista la imposibilidad de colocación de toda la oferta de generación disponible, además de las congestiones del sistema de transmisión. Explica que en todos ellos la consecuencia es la misma: que se aplique un ajuste a las inyecciones (en vez de aplicar la restricción establecida en el ICC), pues el Artículo 45 no distingue o no establece acciones diferenciadas dependiendo de los escenarios que dan lugar a la sobreoferta. Para la asociación ello no sería posible de admitir en el caso de los PMGD, en el que es claro que al menos para uno de los escenarios, el de congestiones en el sistema zonal, el tratamiento sería diverso.

Acesol releva que uno de los temas ampliamente discutidos durante la Audiencia Pública fue la posible inconsistencia entre la definición de "autodespacho", contenida tanto en el Reglamento de la Coordinación como en el Reglamento MGPE y lo indicado en el Artículo 45. Según la interesada para abordar esta problemática de interpretación, a efectos de la aplicación de las normas citadas al caso en particular que se debe resolver, habría dos aproximaciones que llevarían al mismo resultado.

Indica que la primera aproximación sería descartar la posibilidad de inconsistencia entre las normas contenidas en el Reglamento de la Coordinación y aquellas contenidas en el Reglamento MGPE con una interpretación lógica del referido Artículo 45.

En esta línea argumental, señala que debe tenerse presente que la definición de “autodespacho” contenida en ambos reglamentos. Agrega que la definición de autodespacho transcrita utiliza el verbo “poder” al referirse a la aplicación de ese régimen. Esta forma de definir el autodespacho, prosigue, implicaría considerar que su adopción constituye una facultad, término a su vez, que en alguna de sus acepciones significa ser titular de un derecho. Explica que se trataría entonces de una disposición que, junto con describir las implicancias que desde el punto de vista de la operación tiene este régimen, agrega desde la perspectiva de quien se encuentra sujeto a él, es una facultad. En ese contexto señala que es el titular del medio de generación el que “podrá” o estará facultado a operar de esa manera, en la medida que se respete el principio de seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Añade que tal es la facultad, que la propia normativa es la que aclara cuando esta puede ser restringida por un tercero, en este caso el CEN, que no es su titular.

Para Acesol el vocablo “podrá” no tendría como efecto cambiar la naturaleza del autodespacho en relación con su exclusión del resultado de la optimización que realiza el CEN, sino que explicitaría una excepción a su libre ejercicio. Enfatiza que es una sola excepción, la expresamente establecida, por lo que otras circunstancias distintas al incumplimiento del principio de seguridad no limitarían el ejercicio del derecho, pues en ese caso rige la norma que establece que el autodespacho “puede ser aplicado”.

Por su parte, agrega, el inciso segundo del Artículo 45, en lo pertinente, establece que “[e]ste ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

Para la interesada sería posible estimar que una correcta interpretación del Artículo 45 resuelve las presuntas inconsistencias entre la normativa analizada al señalar que lo preceptuado en él, en cuanto a los ajustes a la generación de unidades en autodespacho, debe realizarse “conforme a la normativa vigente”, lo que implicaría que debe hacer cuando esa normativa lo autoriza, esto es, en las hipótesis contenidas en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Según Acesol existiría un marco regulatorio explícito que establece un trato diferenciado a los MGPE: en cuanto al acceso al mercado marginalista a través de un PE; en cuanto al régimen de autodespacho que le es aplicable para la inyección de sus excedentes de energía; en cuanto a los procedimientos aplicables para conectarse al sistema (para PMGD); y en lo referido al volumen y características de los enlaces de comunicación para cumplir con la información en materias de balances de energía y potencia y monitoreo de las instalaciones.

En ese contexto, explica, el régimen de autodespacho supone que las unidades generadoras quedan excluidas de los resultados de la optimización de la operación por el CEN y que corresponde al propietario de la instalación definir sus inyecciones y retiros a la red correspondiente.

La interesada explica que cuando el Artículo 45 establece que se debe considerar a las centrales que operen en autodespacho en la prorrata de ajuste, lo hace indicando que esto debe realizarse “de acuerdo a la normativa vigente”, lo que debe entenderse como el conjunto de regulación existente desde su nivel superior (legal) hasta el técnico (normativo).

Añade que, si la lectura anterior se hace omitiendo parte de la cadena jerárquica regulatoria del sector eléctrico, podría parecer inconsistente lo establecido en el Reglamento de la Coordinación y en el Reglamento MGPE, tanto en su definición de autodespacho como en la aplicación de las prorratas de corte. Pero ante esa posible incoherencia, precisa, el regulador habría sido explícito en definir el estándar técnico económico que recae sobre los MGPE, dejando en claro cuál sería el alcance de estos dentro de la operación y el monitoreo de la infraestructura del sistema.

La interesada expone que, respecto de los requerimientos de información en tiempo real de los PMGD al CEN, el AT respectivo de la NTSyCS establece dos importantes puntos: (i) “Respecto de los PMGD, el Coordinador podrá aplicar exigencias distintas de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos”; y (ii) “Sin perjuicio de lo anterior, en el caso de los PMGD cuyas instalaciones no causen impacto alguno en la seguridad y calidad de servicio del SI, el Coordinador deberá eximirlos de la incorporación al SITR mientras se cumpla dicha condición”.

Prosigue señalando que la misma NTCO<sup>17</sup> indica que, en materias de monitoreo de la operación, la instalación de generación para enviar sus datos a la plataforma de transferencias de energía del CEN “deberá habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar los equipos de medida con el objeto de que esta última pueda conocer el estado operativo del PMGD”. Añade que en caso de que la misma función la realice a través del CdC de la empresa distribuidora respectiva, el PMGD “también deberá permitir el acceso de la Empresa Distribuidora a las mediciones del PMGD, con el objeto de que aquella pueda conocer el estado operativo de éste”.

Para Acesol la lectura armónica del AT de SITR y de la última versión de la NTCO permitirían concluir que los PMGD tienen que mantener un sistema de monitoreo básico para informar su estado operativo a la empresa distribuidora, y a nivel de impacto en el sistema de transmisión, esta generación no debe contar con un SITR, salvo en casos específicos que afecten la seguridad y calidad de servicio establecidos por el CEN.

Enseguida la interesada se refiere a lo que una de las empresas discrepantes sostuvo en la Audiencia Pública, en el sentido de que los sistemas de comunicación que habilitan la comunicación completa de todos los PMGD al CdC del CEN, ya existen y son de fácil implementación. Lo anterior, afirma, no sería efectivo, pues la utilización del sistema de comunicaciones para las transferencias de energía que cada PMGD ya posee para estos

---

<sup>17</sup> NTCO, Art. 4-14 Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.

efectos no sirve para el propósito referido. Explica que el sistema de medidas para transferencias económicas corresponde a otra lógica de comunicación, con otras exigencias y con otros tiempos de respuesta. Precisa que, para tales efectos, existe un anexo técnico especial de la NTSyCS que establece las características técnicas de dicho sistema. Agrega que tal como lo señaló el CEN en la Audiencia Pública, este sistema no está diseñado para el monitoreo constante que requiere un esquema de control de inyecciones en tiempo real como lo plantea el procedimiento en análisis.

También menciona que hay PMGD que son monitoreados mediante CdC privados, pero, prosigue, las razones de este monitoreo no corresponden a exigencias normativas, sino a una herramienta que permite monitorear elementos operativos ante desconexiones de la generación producto de las variaciones de la calidad de producto eléctrico en puntos de la red de distribución. Según Acesol, este monitoreo cumpliría con requisitos básicos para lograr el propósito antes mencionado, que es diferente a las características de disponibilidad, redundancia y robustez que exige la normativa técnica a los sistemas de monitoreo de las instalaciones del SEN. Afirma que el CEN no puede operar el sistema mediante tecnologías basadas en la red 4G de telecomunicaciones.

Para la asociación el análisis completo y armónico de “la normativa vigente” no contiene incoherencias, ya que establece un trato diferenciado a los PMGD en los términos que habilita la ley, la reglamentación y la normativa técnica.

Sostiene que si se quisiera cambiar esta estructura sería necesario modificar con mayor profundidad la regulación vigente, pero no sin antes responder la cuestión sobre el papel que deben cumplir los MGPE en el mediano y largo plazo y el rol que le corresponde a las empresas distribuidoras en la coordinación de las redes, ambas materias que escapan a lo que puede ser materia de un procedimiento interno.

Seguidamente Acesol se refiere a lo que la CNE respondió, en el marco de la consulta pública de la última versión de la NTCO vigente<sup>18</sup>, a la siguiente observación de la empresa EnorChile S.A.:

“En el marco de las mesas de trabajo para la elaboración del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el regulador identificó dentro de los problemas que la nueva normativa debía abordar a propósito de los PMG y PMGD, la creciente necesidad de contar con mejores sistemas de monitoreo que permitieran tener un mejor control y coordinación de dichos medios de generación, sobre todo ante instancias de restricción de la transmisión aguas arriba y la carencia de previsiones confiables en sistemas de generación variables asociadas con los PMGD.

---

<sup>18</sup> Informe Consolidado de Respuestas a la Modificación de la NTCO, julio 2019. Pág 108, Obs Id 61.

Actualmente la Ley 20.936 en su artículo 72-2 especifica que los PMGD son Coordinados, por lo cual están sujetos a las disposiciones y obligaciones de la NTSyCS (NT) toda vez que la NT tampoco excluye explícitamente a los PMGD de dichas obligaciones. Por su parte el Anexo Técnico de Definición de Parámetros a enviar al SITR establece un régimen especial para PMGD que produce incertidumbre regulatoria y no permite conocer en forma anticipada y objetiva los requisitos que deben cumplir los PMGD en esta materia, al entregar la definición a la determinación casuística del Coordinador. Por lo anterior la NTCO, bajo criterios técnicos coherentes con el tamaño y características de los PMGD establecidos por el Coordinador, no debe sólo limitarse a exigir a los PMGD la implementación e incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas especificado en el artículo 4-14, sino también, debiese incorporar la transmisión de registros a los PMGD para su monitoreo en Tiempo Real y que la coordinación de las instalaciones mediante comunicaciones de voz este bajo una estructura jerárquica formal tal como se establece en la NT vigente. Lo anterior, en razón que los PMGD son Coordinados que están sujetos a la coordinación del Sistema Interconectado, y su creciente penetración los convierte en agentes que pueden incidir o afectar el sistema eléctrico y para ello deben contar con sistemas que permitan al Coordinador poder cumplir con 'Establecer, coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema...' y 'Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del SI' (NTSyCS, Art 2-3, literales a y o)".

Acesol precisa que, debido a lo anterior, la empresa EnorChile S.A. propuso el siguiente texto:

"Artículo 4-21. Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo.

En el caso que el enlace de comunicación para efectos del sistema de medida se implemente desde el PMGD a la Empresa Distribuidora, éste será utilizado para verificar el estado de la conexión del PMGD al Alimentador cuando la Empresa Distribuidora lo estime necesario. Para aquellos PMGD que tengan una potencia instalada sobre 3 MW o aquellos PMGD que en conjunto superen 3 MW en potencia instaladas conectados a una misma línea de distribución o subestación, deberán disponer adicionalmente y en todo momento de los equipamientos y sistemas que permitan:

- a) Establecer comunicaciones de voz operativas entre los PMGD y CC que los coordinan y entre los CC y la Empresa Distribuidora o el CdC.
- b) Monitorear y verificar el estado de la conexión del PMGD mediante registros transmitidos en Tiempo Real.
- c) Cumplir con el sistema de medida según lo establecido en el presente título".



Ante tal propuesta, señala que la CNE rechazó la solicitud con el siguiente argumento: “La obligación de comunicaciones de los PMGD y el Coordinador está definida en los respectivos cuerpos normativos, sobre todo si los impactos de la inyección de un PMGD o un grupo de ellos tiene impacto en el Sistema de Transmisión. La obligación de tener un monitoreo permanente para verificar su impacto en tiempo real en los sistemas de Distribución es tema que escapa a las definiciones de esta normativa”.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, Acesol interpreta que el regulador entiende que el trato diferenciado que hoy tienen los PMGD no puede ser modificado por una norma técnica ya que responde a un diseño de política pública superior, que puede ser revisado, pero en las sedes correspondientes.

Por otro lado, agrega que recientemente la CNE dispuso para consulta pública el borrador de la modificación a la NTCO. Precisa que en este borrador puede revisarse que las exigencias en materia de sistemas de información para transferencias económicas y de monitoreo de instalaciones no cambian. Explica que lo que sí presenta variaciones en ese borrador son las acciones que pueden tomarse bajo congestiones en el sistema de transmisión. De hecho, puntualiza, el artículo respectivo cambia su nombre, pasando de “[i]nformación de congestiones en transmisión zonal” a “[m]edidas ante congestión en transmisión zonal”. Agrega que la NTCO vigente contiene en dicho artículo el desarrollo del estudio semestral que debe realizar el CEN para efectos de prever posibles limitaciones aguas arriba de la distribuidora y las limitaciones que producto de ello podrían afectar a la generación distribuida, y que se identifican en el proceso de conexión, pero se actualizan en función de este estudio. Añade que el borrador de la NTCO mantiene la misma hipótesis, pero además incluye algunas disposiciones adicionales a lo ya mencionado.

En primer lugar, explica, da las herramientas prácticas para que el CEN efectúe las limitaciones a los PMGD afectados, para lo cual, estos “podrán implementar los automatismos y sistemas de monitoreo necesarios para limitar sus inyecciones, en conformidad con la normativa. La operación de dichos automatismos no debe poner en riesgo la calidad de servicio de la red de distribución”. En segundo lugar, añade, el borrador también establece la implementación de acciones en el caso previsto en el artículo 102 del Reglamento MGPE de la siguiente forma:

“[e]n caso de la ocurrencia de eventuales congestiones de transmisión no previstas, que pongan en riesgos la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá instruir medidas inmediatas a la Empresa Distribuidora y los propietarios u operadores de los PMGD conectados a las redes de distribución. La ejecución de las medidas instruidas a los propietarios u operadores de los PMGD, serán supervisadas por la Empresa Distribuidora, la cual, en caso de incumplimiento, podrá establecer la desconexión del PMGD. En el caso de que el Coordinador compruebe que el PMGD cumple con los requerimientos necesarios para la operación segura de la red, este podrá volver a conectarse, ya sea entrando en operación a potencia limitada o



implementando los automatismos necesarios que permitan el monitoreo y control de las inyecciones del PMGD”.

Acesol hace presente que, en este último caso, la normativa técnica sigue manteniendo la casuística eventual de afectación a la seguridad y calidad de servicio, y solo en dicho escenario establece exigencias adicionales al monitoreo de MGPE, siendo coherente, en su opinión, con la lectura armónica de la normativa vigente. Indica que el borrador de la NTCO aún no es un texto oficial, ya que se encuentra en etapa de revisión de los comentarios y observaciones que fueron realizados bajo la consulta pública. De todas formas, prosigue, aun siendo un borrador, debe tener consistencia con la estructura regulatoria vigente, y eso haría al mantener bajo ciertos casos el requerimiento adicional de medidas bajo escenarios de afectación de seguridad y calidad de servicio.

Seguidamente la interesada señala que la segunda aproximación que permite resolver la interpretación realizada por la discrepante respecto del Artículo 45 es la aplicación de los elementos propios de la teoría del derecho y las normas que regulan la interpretación y aplicación de las leyes, contenidas en el Código Civil.

Precisa que esta teoría identifica distintos elementos de un marco jurídico que permiten resolver eventuales contradicciones entre normas. Lo primero, expone, es la jerarquía normativa. Menciona que existe un sistema de “fuentes” normativas de distinto rango que priman unas sobre otras. Agrega que, si la aparente contradicción se produce entre normas de la misma jerarquía, el derecho común y la doctrina identifica entonces reglas que persiguen mantener la unidad del sistema jurídico. Entre estas, señala las reglas de temporalidad y especialidad.

Agrega que se ha señalado reiteradamente que el Reglamento MGPE contiene una regulación especial, propia de los MGPE, que conforme a su artículo primero comprende aquellos aspectos relacionados con los requerimientos y metodologías aplicables a las limitaciones de sus inyecciones. Precisa que esta normativa es posterior a la contenida en el Reglamento de la Coordinación. En ese contexto, puntualiza, la aplicación sea del criterio de especialidad o del de temporalidad resultarían en la primacía del régimen contenido en el Reglamento MGPE.

Señala que si bien el Panel no es un tribunal que deba resolver bajo los mismos parámetros de un juez, si debe hacerlo conforme al ordenamiento jurídico, y las reglas antes invocadas constituirían la manera más idónea de determinar el sentido de ese ordenamiento jurídico aplicable al caso.

De esta manera, explica Acesol, sea aplicando el Artículo 45 en los términos expuestos o siguiendo los criterios de especialidad y temporalidad, la conclusión sería la misma y esta consiste en que el marco regulatorio aplicable a los PMG y PMGD, en lo relativo a las limitaciones que surgen de la operación, se encontraría contenida en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE en los términos previstos en el Procedimiento Interno, no correspondiendo considerarlos en el cálculo de las prorratas de ajustes de inyecciones en casos distintos a los considerados en dichos preceptos.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Acesol solicita al Panel tener por planteadas las observaciones en calidad de parte interesada y en definitiva rechazar íntegramente las discrepancias formuladas por Acciona respecto del Procedimiento Interno.

### **2.3 Presentación de El Pelicano**

El Pelicano, en calidad de interesada, afirma que el Artículo 45 dispone que, ante la insuficiente capacidad de colocación para unidades generadoras de igual costo, la prorrata de reducción de generación debe considerar también la generación procedente de las centrales que operen con "autodespacho", es decir, a los PMGD, que por definición reglamentaria operan con régimen de autodespacho, y a los PMG que hayan optado por el régimen de autodespacho.

El Pelicano sostiene que el inciso segundo del Artículo 45 es claro en que todos los PMGD y PMG que hayan optado por el régimen de autodespacho se encuentran sujetos a la aplicación de la prorrata de reducción de generación de unidades con costo variable cero o que estén sin costo de oportunidad, por tratarse precisamente de plantas que operan con autodespacho. Sin embargo, agrega, el Coordinador los habría eximido errónea y arbitrariamente de dicha obligación mediante su exclusión de la prorrata cuya aplicación se ordena en la sección N°7 del Procedimiento Interno (cuya aplicación considera diversos escenarios posibles).

Refiere que el Coordinador ha fundamentado su decisión señalando que la "normativa vigente" para considerar la generación de centrales que operan con autodespacho se encuentra contenida en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. De este modo, continúa, a través de la sección N°9 del Procedimiento Interno, el Coordinador incluyó la limitación de las inyecciones de los PMGD y PMG que operan con autodespacho, circunscribiéndola exclusivamente al escenario asociado a contingencias que puedan poner en riesgo la seguridad de servicio del SEN.

El Pelicano estima que una correcta interpretación del inciso segundo del Artículo 45 debiese distinguir dos ámbitos de aplicación de la prorrata de reducción de generación. El primero, continúa, en relación con la hipótesis de prorrata por aplicación igualitaria del régimen de acceso abierto en los sistemas de transmisión, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias.

Según la empresa, ese ámbito de aplicación se prevé en el Procedimiento Interno, al considerar ciertos escenarios posibles, los cuales están redactados a título ilustrativo en su sección N°5, pero que no se circunscribirían únicamente a la ocurrencia de contingencias de seguridad de servicio. En efecto, prosigue, los dos primeros escenarios (literales a y b), corresponden a situaciones en que se requiere la prorrata de reducción de generación de unidades generadoras, usuarias de los sistemas de transmisión (lo que incluye a los PMGD y PMG con autodespacho) debido a que se desacopla el sistema por restricción del transporte de un determinado tramo o bien, debido a una sobreoferta de generación respecto de una capacidad de colocación de generación dada (aun cuando el SEN se encuentre acoplado a costo marginal cero).

Para la generadora, un segundo ámbito de aplicación corresponde al escenario en donde los PMGD y PMG que hayan optado por el régimen de autodespacho pueden verse obligados a reducir su generación frente a contingencias que afectan la seguridad de servicio, producto de flujos de energía provenientes desde las redes de distribución, para lo cual existen reglas especiales previstas en las normas contenidas en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. Señala que, ante la ocurrencia de eventuales contingencias de seguridad de servicio, a nivel de distribución o del sistema de transmisión zonal, el Coordinador reguló correctamente las normas pertinentes en la sección N°9 del Procedimiento Interno.

Precisa la interesada que no cuestiona las reglas contenidas en la referida sección N°9. El punto que El Pelicano objeta es que el Coordinador, a través de la actual redacción de las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno, excluye de la aplicación de la prorrata de reducción de generación a los PMGD y los PMG que hayan optado por el régimen de autodespacho de las hipótesis en que cabe aplicarla en observancia del régimen general de acceso abierto para uso de los sistemas de transmisión, el cual debe aplicarse en condiciones igualitarias y no discriminatorias entre todos los usuarios (a la luz de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 79 de la LGSE).

Bajo este régimen general, prosigue, cuando se verifica alguno de los escenarios posibles descritos ilustrativamente en la sección N°5 del Procedimiento Interno, lo que procedería es aplicar la prorrata de reducción de generación según lo ordena el Artículo 45, considerando para esos efectos a todas las unidades generadoras usuarias de los sistemas de transmisión, incluidos los PMGD y los PMGD con autodespacho.

El Pelicano manifiesta que el uso de los sistemas de transmisión, en ejercicio del régimen general de acceso abierto, se encuentra regulado en el artículo 79 de la LGSE. Conforme a dicha disposición, agrega, su utilización debe hacerse "bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios".

Agrega que la normativa establece, dentro del marco del proceso de conexión del PMGD a la red de distribución, la facultad de la empresa distribuidora (fundada en los Estudios de Conexión) de limitar la inyección solicitada por el PMGD proponente, cuando se advierta en dichos estudios "(...) de una posible congestión en las instalaciones de transmisión conectadas aguas arriba en la subestación primaria de distribución asociada al Punto de Conexión del PMGD". Menciona que la NTCO especifica en su artículo 2-12 literal h), que los Estudios de Costos de Conexión deben incluir un análisis del flujo de potencia del PMGD e identificar los escenarios de posibles congestiones en transmisión zonal, estableciéndose además la obligación para la distribuidora de informar tanto al propietario de las instalaciones de transmisión zonal y al Coordinador, remitiendo al efecto el análisis del flujo de potencia que identificó dichas congestiones.

Indica la interesada que, de acuerdo con los artículos 2-14 y 2-25 de la NTCO, el Coordinador debe efectuar un estudio que tiene por objeto ratificar las congestiones en el sistema de transmisión zonal ubicado aguas arriba de los diferentes puntos de conexión solicitados por los PMGD, debiendo informar a la SEC, a la CNE, a la empresa de transmisión y la empresa

distribuidora, así como a todos los otros interesados, de los escenarios de congestión identificados, incluyendo un estimado de la reducción de inyecciones de los PMGD (dada la congestión) "(...) con el fin de tomar las acciones pertinentes" .

La generadora concluye que la normativa considera a los PMG con autodespacho y PMGD como usuarios de los sistemas de transmisión, rigiéndose bajo el mandato de no discriminación establecido en el inciso primero del artículo 79 de la LGSE al momento de aplicárseles condiciones técnicas y/o económicas del régimen de acceso abierto sobre dichos sistemas.

Según la empresa las normas relativas al funcionamiento y régimen operacional de los PMG con autodespacho y PMGD dejan aún más claro su utilización de los sistemas de transmisión. La interesada afirma que, en términos simples, el régimen operacional de autodespacho implica que el titular del PMG o PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía que se inyectará a la red a la que se encuentra conectado. Agrega que el Reglamento de la Coordinación establece en su artículo 2 literal a), que las instalaciones de generación que operen en autodespacho no se encuentran sujetas al resultado de optimización de la operación que debe efectuar el Coordinador.

El Pelicano señala que, tal como lo plantea Acciona en su discrepancia, el hecho de "que los PMGD operen en régimen de autodespacho no los exime de su obligación de sujetarse a la programación de la operación del SEN".

Para la empresa, la programación de la operación del SEN está prevista en el Título III del Reglamento de la Coordinación, y en ese Título se encuentran los artículos 44 y Artículo 45, a partir de los cuales corresponde concluir que la prorrata de reducción de generación, reglada en la sección N°7 del Procedimiento Interno, también se aplica a los PMGD y PMG con autodespacho. Sostiene que es en el marco del proceso de programación de la operación del SEN, reglado en el Capítulo 1 del Título III del Reglamento de la Coordinación, donde los PMGD están obligados a remitir información al Coordinador.

Para la interesada la interpretación restrictiva del Coordinador del concepto "normativa vigente" desconoce que el inciso segundo del artículo 94 del Reglamento MGPE explícitamente le mandata que debe considerar a los PMGD y PMG que hayan optado por el régimen de autodespacho en la programación de la operación, y que ellos son explícitamente consignados en el artículo 44 literal u) del Reglamento de la Coordinación, junto con las características técnicas de las instalaciones, entre otros aspectos mínimos a considerar en dicha programación. Agrega que el artículo 111 del Reglamento MGPE establece la obligación de los PMG con autodespacho de coordinar su operación a las instrucciones del Coordinador y la obligación de este último de incluir en la programación de la operación al PMG de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación.

Al efecto, prosigue, el artículo 96 del Reglamento MGPE, establece la obligación de los PMGD de contar con medios de comunicación que permitan conocer su estado de operación y la información de inyecciones y consumos de potencia y energía que el PMGD realice, así como

“(…) toda la información relevante relacionada con el PMGD para la programación y operación del sistema eléctrico”.

El Pelicano menciona que se establece una obligación de reporte mensual de los PMGD y los PMG sobre información relevante a la programación de la operación, que deben remitir al Coordinador, reglada en los artículos 99 y 117 del Reglamento MGPE. Añade que el referido reglamento obliga a los PMGD a enviar al Coordinador, mensualmente, la operación esperada del siguiente mes. De lo anterior concluye que los PMGD y PMG con autodespacho tienen vías de comunicación suficientes para que el Coordinador obtenga la información que permita aplicarles la prorrata de reducción de generación para los escenarios en que sus flujos ingresan al sistema de transmisión, y se está en presencia de alguno de los escenarios posibles descritos en la sección N°5 del Procedimiento Interno.

Según la empresa, la sección N°9 del Procedimiento Interno contempla correctamente las hipótesis contenidas en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE para reducir las inyecciones por eventos de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del sistema, producto de flujos de energía provenientes desde las redes de distribución.

La generadora afirma que de lo expuesto se concluye que no existe fundamento normativo para que el Coordinador excluya a los PMGD y PMG con autodespacho de la aplicación de la prorrata de reducción de generación, prevista en la sección 7 del Procedimiento Interno.

El Pelicano afirma que el artículo octavo transitorio del Reglamento de la Coordinación ordenó al CEN la realización de un estudio específico “con el fin de establecer una estrategia para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico”. Agrega que, en dicho estudio, el Coordinador señala que el Reglamento de la Coordinación establece una serie de exigencias para los coordinados en relación con el Pronóstico Centralizado de Generación, indicando expresamente que “el Decreto Supremo N°88, de 2019, que reemplazó al mencionado Decreto Supremo N°244, no impone a esos medios de generación las exigencias antes mencionadas”.

En opinión de la empresa, el Coordinador se auto restringió en disponer tempranamente de herramientas para dar cumplimiento a la norma del artículo 8 transitorio, en lo referido a la programación de la operación del SEN con inclusión de la generación procedente de los PMGD.

Aparentemente, prosigue, el estudio del Coordinador habría extrapolado ese mismo razonamiento en materia de Pronóstico Centralizado de Generación para decidir en su Procedimiento Interno que no corresponde aplicar la prorrata de reducción de generación del Artículo 45 a la generación procedente de PMGD y PMG con autodespacho.

Para la interesada se trataría de un error ya que, a la fecha de ese estudio específico, ya estaba vigente el Reglamento MGPE, cuyo artículo 94 inciso segundo explícitamente ordena al Coordinador considerar a los PMGD y PMG con autodespacho en la programación de la operación del SEN, para lo cual el artículo 99 del Reglamento MGPE ordena a los PMGD remitir al Coordinador un reporte mensual con su operación esperada para el mes siguiente.

Según El Pelicano los PMGD y PMG con autodespacho se ven beneficiados de la posibilidad de inyectar sus flujos hacia los sistemas de transmisión, debido a que se benefician de los SSCC que posibilitan el funcionamiento del SEN, incluidos sus sistemas de transmisión, en las condiciones de calidad y seguridad de servicio normada.

Señala que la prestación de esos SSCC se materializa debido a la interconexión del SEN, basada en los sistemas de transmisión que lo conforman. Agrega que una proporción mayoritaria de esos SSCC es proporcionada por unidades generadoras, localizadas en distintos puntos del SEN, y corresponden a condiciones habilitantes para el uso del sistema de transmisión en condiciones de seguridad y calidad de servicio. Prosigue señalando que la materialización de los SSCC presupone la interconexión y disponibilidad de los sistemas de transmisión, de los cuales hacen uso también las inyecciones y retiros de los PMGD y PMG con autodespacho.

Por ello, para la empresa, lo que correspondería es que tales PMGD y PMG con autodespacho observen, en su calidad de usuarios del sistema de transmisión, las mismas condiciones técnicas y económicas que respetan todos los demás usuarios de dichos sistemas, lo cual incluiría la prorrata de reducción de generación cuando se activa alguno de los escenarios posibles previstos en la sección N°5 del Procedimiento Interno.

Por otra parte, prosigue, los PMGD y PMG con autodespacho tienen derecho a percibir remuneración de potencia, gracias a que tienen la posibilidad de efectuar inyecciones de su energía y potencia haciendo uso de los sistemas de transmisión del SEN. Agrega que se remunera la potencia a quien está en condición de dar ese aporte al SEN, cosa que sería físicamente posible solamente gracias a que el sistema se conforma en virtud de las interconexiones de los sistemas de servicio público de transmisión.

La generadora afirma que si la prestación de los SSCC, que requiere la operación segura y económica del SEN, se logra a través de los sistemas de transmisión; y, a su vez, la remuneración de potencia a que tienen derecho los PMGD y PMG con autodespacho constituyen beneficios resultantes de la posibilidad de que las inyecciones y retiros de dichos PMGD y PMG pueden usar (y usan) los sistemas de transmisión que interconectan los segmentos del SEN, la conclusión correcta sería que dichos PMGD y PMG también deben soportar la aplicación de la prorrata de reducción de su generación, cuando dicha prorrata se activa en un escenario posible, de aquellos previstos en la sección N°5 del Procedimiento Interno.

El Pelicano manifiesta que consta en los escritos de partes interesadas, como en la exposición de las presentaciones durante la Audiencia Pública, que uno de los argumentos para fundamentar el rechazo de la discrepancia en análisis apunta a que la posibilidad de limitar las inyecciones de los PMGD y PMG con autodespacho se circunscribe a aquellos casos en se trata de preservar la seguridad de servicio en el SEN, de acuerdo al régimen regulado en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Para la interesada la interpretación se fundamenta en que los artículos 102 y 120 del referido reglamento deberían aplicarse con preferencia o prioritariamente frente a la prorrata de

reducción de generación de las centrales que operan con autodespacho, ordenada en el Artículo 45, atendida "la especialidad de la norma", esto es, del reglamento MGPE.

Según la empresa, para todos los efectos se entiende por criterio de especialidad que la norma especial prima sobre la norma general; sea que se trate de normas de distintos cuerpos legales, o sea que se trate de normas en el ámbito interno de cada ley. En ese sentido, prosigue, de acuerdo con la respuesta del Coordinador, por aplicación del criterio de especialidad los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE deberían primar sobre la norma del Artículo 45.

Agrega que, de acuerdo con la Teoría General del Derecho, la aplicación del principio de especialidad (en este caso de una norma reglamentaria por sobre otra norma también reglamentaria), supone necesariamente la existencia de un "conflicto normativo" o "antinomía", esto es, que se está en presencia de dos o más normas que regulan simultáneamente un mismo supuesto de hecho de modo incompatible entre sí, situación que no ocurriría en este caso.

En efecto, continúa, el ámbito de aplicación sustantivo del Artículo 45 (supuesta norma general) son los sistemas de servicio público de transmisión, por cuanto dicha norma se refiere a la prorrata de reducción de generación que se aplica a todos los usuarios de los sistemas de transmisión, incluyendo a la generación procedente de los PMGD y PMG con autodespacho, en tanto que el ámbito de aplicación sustantivo de la sección N°9 del Procedimiento Interno, que se refiere a la limitación de la generación proveniente de centrales PMGD por contingencias de seguridad de servicio, por disposición de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, se restringe exclusivamente al segmento de la distribución y de los sistemas zonales adyacentes a la red de distribución (siempre que se trate de flujos provenientes del sistema de distribución).

Para El Pelicano no podría haber una relación de generalidad y especialidad ya que los escenarios posibles de la sección N°5 del Procedimiento Interno, que activan la prorrata del Artículo 45, están vinculados a modalidades de casos de sobre oferta de generación eléctrica y contingencias de seguridad en el ámbito de los sistemas de transmisión; mientras que su sección N°9, que recoge el régimen de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, aplica a un ámbito sustantivo diferente, a saber, los segmentos de distribución y de transmisión zonal adyacentes, donde además se decidió que la contingencia que activa la reducción únicamente es de seguridad de servicio.

La interesada transcribe una consulta del Panel de la cual se derivaría que entre el Artículo 45 y los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE no existe un supuesto de hecho común, sino que sus ámbitos sustantivos de aplicación serían diferentes. En consecuencia, prosigue, quedaría en evidencia que la exclusión de la generación procedente de los PMGD y PMG con autodespacho de la obligación de sujetarse a la prorrata del Artículo 45, cuya aplicación se ordena en la sección N°7 del Procedimiento Interno, no puede justificarse en la aplicación del criterio de especialidad de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.



El Pelicano indica que el Panel, en su Dictamen N°4-2007, estableció que los PMGD debían operar con autodespacho, al establecerse en la normativa como una condición para los PMGD y como una posibilidad a optar en el caso de los PMG. Afirma que no serían correctos los argumentos que establecen que el régimen de autodespacho únicamente debe respetar el principio de seguridad o que este constituye su única limitante o su único término.

Según la interesada, el Dictamen N°4-2007 estableció que, pese a la condición de operación de autodespacho descrita, donde la responsabilidad del despacho no recae ni el CDEC [Coordinador] ni en la distribuidora, "todo PMGD debe coordinar su operación en los siguientes términos": (i) con la empresa distribuidora, acatando sus instrucciones destinadas a resguardar la calidad y seguridad de la red de distribución, en los tiempos y condiciones que esta establezca, y, (ii) con el CDEC [Coordinador] "para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de las correspondientes transferencias entre generadores".

Por su parte, prosigue, el Dictamen N°4-2007 establece que la intervención del CDEC [Coordinador], en lo que respecta a los términos de la condición de autodespacho de los PMGD es una coordinación limitada a dos aspectos indelegables: (i) los aportes esperados de los PMGD deben ser reportados en los Informes de Operación Mensual, para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico; y, (ii) el derecho de los PMGD a participar en el balance de inyecciones y retiros de energía y potencia.

Para la empresa, considerando lo resuelto por el Panel en el Dictamen N°4-2007, no existe contraposición entre el Reglamento MGPE con el artículo 72-1 (antiguamente artículo 137) de la LGSE respecto de los principios de que la coordinación preserve la seguridad del servicio y que se garantice la operación más económica del sistema.

Sostiene que, en lo que respecta al principio de la operación a mínimo costo, el Panel (citando al Dictamen N°4-2007) señaló que la programación de la operación que realiza el CDEC-SIC [Coordinador] sirve a los PMGD, en la medida en que establece una señal de precios que permite o sirve de base para el despacho que debe decidir el propio PMGD, la que debe ser una decisión fundada en racionalidad técnica y económica. Ello, agrega, garantizaría el despacho a mínimo costo bajo el presupuesto de una conducta racional, que atiende precisamente a dichas señales que buscan la autorregulación del régimen de autodespacho.

Según la generadora tampoco existiría una contraposición del reglamento MGPE y la condición de autodespacho con el principio de acceso abierto contenido en el artículo 72-1 numeral 3 y artículo 79 inciso primero de la LGSE, considerando la formulación de la petición concreta de Acciona, en cuanto al respeto del régimen del autodespacho y los principios legales de la coordinación de las instalaciones, específicamente en cuanto el uso no discriminatorio del sistema de servicio público de transmisión entre todos sus usuarios.

La empresa se refiere a consultas del Panel al CEN en la Audiencia Pública en relación con la condición de autodespacho y la falta de facultades del Coordinador para optimizar dichas unidades en el sentido de darles un orden económico.



Para El Pelicano no tiene lógica argumentar que el “único motivo” que justificaría la exclusión de las centrales que operan con autodespacho de la aplicación de la prorrata del Artículo 45, se circunscribiría a contingencias de seguridad, contempladas en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Afirma que lo anterior se puede verificar a partir de las respuestas que dio el regulador a las observaciones públicas formuladas al borrador del Reglamento de la Coordinación, en el marco de la respectiva Consulta Pública, respecto a la norma de su Artículo 45. Señala que ninguna de las propuestas fue acogida y que en esa oportunidad quedó claro que no habría sido la intención del regulador excluir a las centrales bajo condición de autodespacho de la reducción de prorrata de generación prevista en dicho artículo.

Destaca la empresa que una de las observaciones al texto del Reglamento de la Coordinación, en el marco de su Consulta Pública, fue formulada por las empresas transmisoras, a efectos de que se explicara precisamente cómo el Coordinador daría aplicación a los artículos 79 y 80 de la LGSE. Agrega que en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión se establece el mencionado desarrollo reglamentario del mandato legal del artículo 79 de la LGSE.

La interesada concluye que en el marco del Artículo 45 y en concordancia con el artículo 79 inciso primero de la LGSE y el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, el Coordinador debe incluir en el Procedimiento Interno, respecto de los PMGD y PMG con autodespacho, la obligación de sujetarse a la prorrata de reducción de la proporción física de sus inyecciones que hagan uso de los sistemas de servicio público de transmisión.

Finalmente, El Pelicano transcribe algunas consultas que el Panel efectuó a Acciona, en el marco de la Audiencia Pública, con el fin de clarificar la solicitud de la discrepante. El Pelicano entiende y apoya la solicitud concreta de Acciona, por la que se pide que la reducción de prorrata contenida en el Artículo 45 se aplique únicamente a la magnitud de los flujos de los PMGD y PMG con autodespacho que hagan uso del sistema de transmisión (y no a los que permanecen en el sistema de distribución).

Para la generadora la discrepancia y petición concreta de Acciona sí permitirían, por medio de una interpretación sistemática que, circunscribiendo la reducción de prorrata únicamente a los flujos que hacen uso de los sistemas de transmisión, se respete la condición de autodespacho de los PMGD y PMG que optan a ese régimen, la que de acuerdo con el artículo 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación (cuyo contenido es idéntico al del artículo 7 literal c) del Reglamento MGPE, implica que no se encuentran sujetos al resultado de la optimización del Coordinador y pueden determinar la potencia y energía que inyectan a la red a la que están conectadas.

La interesada señala que, sin perjuicio de lo anteriormente expuesto, ha pedido expresamente en su escrito que el Panel haga uso de su potestad de no vincularse a la literalidad de lo pedido por Acciona.

La empresa afirma que el artículo 211 inciso tercero de la LGSE establece la regla general para resolver discrepancias, señalando que el Panel de Expertos se “pronunciará

exclusivamente sobre los aspectos en que exista una discrepancia, debiendo optar por una y otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios". Sin embargo, agrega, el Reglamento del Panel establece en su artículo 36 inciso segundo una excepción a dicha regla, dado que no se trata de una discrepancia que proponga valores numéricos, sino que por la naturaleza de la materia discutida y las alternativas propuestas, el Panel está habilitado para resolver no conforme a la literalidad de las alternativas dispuestas, pudiendo emitir un Dictamen que considere una alternativa intermedia o diferente a la propuesta literalmente por Acciona, dentro del marco de lo discrepado. Agrega que existe una asentada jurisprudencia al respecto y detalla varios dictámenes en que el Panel se pronunció por una solución alternativa o intermedia, no sujeta a la literalidad de las peticiones de las discrepantes.

En virtud de lo anteriormente expuesto, El Pelicano solicita al Panel tener presentes las observaciones formuladas precedentemente y, en definitiva, acoger la discrepancia de Acciona.

#### **2.4 Presentación de Grenergy**

Grenergy, en calidad de interesada, sostiene que acoger la discrepancia implicaría, en primer lugar, exceder el objeto del Procedimiento Interno; y, en segundo lugar, efectuar una errada aplicación de la normativa que rige a los PMGD y PMG sobre la base de lo que califica como un desconocimiento de las reglas básicas de interpretación de las leyes que se basan en la aplicación de los criterios de temporalidad y especialidad.

Lo anterior, prosigue, supondría además imponerles cargas públicas adicionales de forma arbitraria a los titulares y/u operadores de las referidas centrales, mediante una norma de rango infra reglamentario, y no a través de una ley.

Grenergy indica que en el primer párrafo del Procedimiento Interno se señala que este tiene como objeto efectuar la descripción de los criterios que se deben aplicar por el CdC en la OTR del SEN en aquellos momentos en que se debe ajustar la generación de unidades de igual costo variable, al no existir suficiente capacidad de colocación para la totalidad de la generación disponible. Añade que lo anterior, está justificado en las facultades otorgadas al Coordinador para la programación de la operación del SEN, de conformidad con el Artículo 45.

A continuación, prosigue, en dicho instrumento se señala que, para su aplicación, se deberá tener presente y considerar la regulación especial establecida en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, aplicable a los medios de generación sujetos a autodespacho (PMGD) o a los que puedan optar al autodespacho (PMG).

De lo anterior, esta empresa interesada concluye que el Procedimiento Interno tiene como objeto establecer el mecanismo y metodología necesarios para aplicar eficazmente la prorrata de reducción de generación de centrales de igual costo variable, resguardando estrictamente los principios que rigen la coordinación y operación del SEN.

Grenergy afirma que, de conformidad a la normativa, los procedimientos internos del Coordinador sólo pueden determinar las metodologías para la ejecución de sus actividades de coordinación y operación de SEN, y definir, asimismo, los antecedentes, información y consideraciones técnicas del sistema para cumplir con los objetivos establecidos en la normativa. Por ello, afirma que el Coordinador debe sujetarse estrictamente a lo establecido en la ley, los reglamentos, en las normas técnicas y en la normativa vigente en general.

La empresa indica que el tercer inciso del artículo 72-2 de la LGSE dispone que “[e]l reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos”. Sostiene que lo anterior, debe comprenderse desde la óptica de la existencia de distintas unidades con diferentes características que deben ser consideradas de acuerdo con sus propias particularidades para efectos de ejercer la coordinación.

Asimismo, señala que el Artículo 45 reconoce el deber del Coordinador de solucionar y resolver la problemática provocada por la existencia de más de una unidad generadora con igual costo variable en caso de que no exista capacidad suficiente de transmisión, y faculta a ese organismo para efectuar el correspondiente ajuste. Respecto de esta prerrogativa, destaca que esta disposición indica específicamente que, con el objeto de optimizar recursos, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación con las centrales que operen con autodespacho o autoprodutores.

Agrega que el CEN, para los efectos de aplicar la prorrata de reducción de generación de unidades de igual costo variable, en la sección N°4 del Procedimiento Interno listó cuales serían las unidades que deben ser consideradas. Entre ellas, destaca las singularizadas en el literal g) del listado, que considera a las centrales que operen con autodespacho con costo variable cero.

Grenergy releva que en su oportunidad este procedimiento fue observado por diversos coordinados. Señala que con relación a las consultas efectuadas respecto de la aplicación de la prorrata de reducción sobre centrales con autodespacho, el Coordinador indicó lo siguiente:

“El Art. 45 del DS125/2017 dispone que la producción de las unidades generadoras debe ser ajustada a prorrata de la potencia máxima de las respectivas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. A continuación, el artículo dispone que este ‘ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente’.

La normativa vigente para ‘considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho’ se encuentra en los Art. 102 y 120 del DS88/2019. Ambos artículos establecen que el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con Autodespacho ‘debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico’.

Conforme con lo anterior, el Procedimiento Interno es consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN”.

De esta manera, para Grenergy el Procedimiento Interno considera la normativa vigente que regula especialmente a los PMG y los PMGD, y que, en virtud de ello, el CEN determinó la implementación de la prorrata de reducción de generación. En este sentido, prosigue, se reconoce que los PMGD y los PMG con autodespacho, están regulados en el Reglamento MGPE.

Grenergy indica que la discrepante sostiene equivocadamente que existiría una contravención de la norma legal que justificaría la aplicación de la prorrata bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, por el hecho de haberse eximido a los PMGD y PMG con autodespacho. Agrega que esta interpretación se basa en la supuesta infracción del artículo 79 de la LGSE que regula exclusivamente el régimen de acceso abierto.

Al respecto, la empresa sostiene que este no es el fundamento normativo que justifica la medida de reducción sustentada bajo el Artículo 45.

En primer lugar, prosigue, el principio de acceso abierto tiene como objeto asegurar a todos los interesados el acceso al transporte o transmisión de su energía. Añade que este principio se establece en el artículo 79 de la LGSE. Agrega que el mismo artículo dispone que todo aquel que, a cualquier título, utilice instalaciones de transmisión no podrá negar la conexión a sus instalaciones.

De lo anterior Grenergy concluye que lo que la norma busca precaver es que no se impida la entrada de nuevos actores al SEN por parte de los coordinados que exploten los sistemas de transmisión nacional y zonal. De esta forma, continua, se le otorga al Coordinador la facultad de aprobar la interconexión de nuevos proyectos a dichos sistemas de transmisión en los casos que corresponda.

La interesada recalca que no obstante lo anterior, en el caso de la medida de prorrata de reducción de generación, esta no consiste en prohibir la conexión de una unidad generadora al sistema de transmisión. Al contrario, prosigue, la premisa de la normativa es que, existiendo un conjunto de centrales conectadas a un sistema de transmisión, se ha producido una contingencia fáctica que requiere adoptar medidas para efectos de administrar la sobreoferta producida en una determinada área, lo cual no pretendería discriminar entre los usuarios, sino adoptar un sistema que permita que todas las unidades generadoras, ante ciertas circunstancias que imposibilitan la inyección de la totalidad de su generación, puedan continuar con sus actividades e inyectar la energía que produzcan a prorrata de sus capacidades técnicas y tecnológicas, buscando optimizar la eficiencia del mercado, considerando circunstancias excepcionales del SEN.

En segundo lugar, Grenergy afirma que la discrepante justifica su inconformidad con lo establecido en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión que dispone que “en virtud de las facultades que la Ley o el reglamento le otorgan al Coordinador para la operación

coordinada del Sistema Eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios”.

Al respecto, la empresa hace presente que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, no es posible para el Coordinador limitar inyecciones o retiros que no estén específicamente estipulados por la ley o el reglamento, en cuanto no se encuentra dentro de sus esferas de competencia. A modo de mayor abundamiento, señala que existe una regulación especial que rige a los PMG y PMGD, que estipula específicamente el régimen normativo al cual deben someterse, estableciendo las obligaciones y los derechos aplicables a estas específicas unidades generadoras.

Grenergy sostiene que el artículo 72-2 de la LGSE establece la posibilidad de que se le exijan condiciones distintas a los coordinados en atención a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico. Agrega que una manifestación del ejercicio de esta potestad se encuentra en el Reglamento MGPE que regula exclusivamente a los PMG y PMGD, y cuyo fundamento se encuentra en consideración al análisis del tipo de instalación. Prosigue indicando que la base de ello se encuentra en el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE.

De la lectura de dicho artículo, afirma que por mandato legal se exige la dictación de un reglamento específico para efectos de regular estos medios de generación conectados directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, y aquellos cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema no supere los 9 MW. Agrega que ese reglamento deberá determinar la forma de realizar el despacho y la coordinación de estas centrales por el Coordinador.

Grenergy concluye que el Reglamento MGPE es resultado del ejercicio de la facultad señalada en el artículo 72-2 de la LGSE, y está cimentado en la necesidad de establecer exigencias distintas a determinados coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, como es el caso de los PMG y PMGD. Añade que lo anterior, se basa especialmente en el objetivo de contribuir a preservar la seguridad de servicio del SEN y dotar de certeza a los agentes de mercado.

Adicionalmente, recalca que el Reglamento MGPE fue dictado el 17 de septiembre de 2019 y publicado el 8 de octubre de 2020, fecha de su entrada en vigencia, y por lo tanto fue redactado con posterioridad a la vigencia de la Ley de Transmisión, publicada con fecha 20 de julio de 2016, la que preservó el tratamiento especial de PMG y PMGD. Agrega que también es posterior al Reglamento de la Coordinación, dictado el 19 de diciembre de 2017 y publicado con fecha 20 de diciembre de 2019, por lo que a su juicio la regulación contenida en el Reglamento MGPE se debe aplicar de manera que produzca sus efectos cabalmente y sin interpretaciones limitativas o restrictivas de los derechos que confirió a los sujetos regulados a través de un mero procedimiento interno, sin que sirva como excusa, para la pretensión de la discrepante, una pseudo conexión con el Reglamento de la Coordinación que asegura es inexistente y, por ende, a su juicio equivocada.

Asimismo, prosigue, en el artículo 1 del Reglamento MGPE se establecen las disposiciones aplicables a los PMG y PMGD, entre las cuales se encuentra la operación y coordinación de

estos medios de generación, siendo esta la normativa aplicable de manera preferente con ocasión de su especialidad, por lo que en relación con el procedimiento de reducción de producción de generación de energía, debido a la concurrencia de determinadas circunstancias fácticas del SEN establecidas en el Reglamento de la Coordinación y la LGSE, Grenergy hace presente que, respecto de las centrales con autodespacho, se deberá atender siempre a la normativa especial vigente.

La interesada afirma que la normativa vigente es el Reglamento MGPE que regula los PMG y PMGD, y particularmente, su operación y coordinación. Agrega que este establece específicamente causales de reducción de la generación de energía para centrales PMGD y PMG con autodespacho ante la concurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del SEN. Añade que la referida normativa no facultaría al Coordinador a implementar la medida establecida en el Artículo 45, en consideración a las circunstancias y características especiales que revisten los PMG y PMGD y que, en virtud de ello, se reconoció la necesidad de establecerles una regulación distinta.

Sostiene que, por consiguiente, entre las normas de operación y coordinación establecidas en el Reglamento MGPE se encontraría la única circunstancia que admite limitar el despacho de los PMGD y PMG con autodespacho, que corresponde a la existencia de una contingencia que ponga en riesgo la seguridad del servicio. Al respecto, cita los artículos 102 y 120 de esta norma, relacionadas con tales limitaciones, aplicadas a los PMGD y PMG con autodespacho, respectivamente.

Agrega que el autodespacho es definido en la normativa (art. 7, literal c) del Reglamento MGPE) como aquel régimen de operación de una instalación de generación interconectada al SEN, pero que no se encuentra sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, el que sólo puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, definición que señala es consistente con la que se incluye en el Reglamento de la Coordinación, en su artículo 2, literal a).

De lo expuesto, Grenergy concluye que las centrales PMGD y PMG que operan con autodespacho son objeto de una normativa especial en virtud de la cual no se encontrarían sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador. Afirma que este es el régimen especial que se les ha reconocido y que se justifica en atención a las características técnicas y tecnológicas de este tipo de instalaciones.

Por lo anterior, empresa considera que existiendo una normativa especial que rige a los PMGD y PMG con autodespacho, y que establece a su vez el caso específico para la aplicación de la limitación o reducción de su generación, sería contrario a derecho pretender imponerle por analogía una norma que implicaría un gravamen adicional a la actividad de estas unidades, ocasionando perjuicios de carácter económicos relevantes para los titulares y/u operadores de los correspondientes PMGD y PMG, lo que representaría una intervención regulatoria discrecional, injustificada y arbitraria, que alterarían ex post los derechos conferidos por la

normativa especial aplicable que ha sido dictada con sujeción a la LGSE y sus modificaciones posteriores, incluida la Ley de Transmisión.

La empresa afirma que los señalados artículos 102 y 120 tienen la particularidad de ser de aplicación especial, sólo para las unidades específicamente establecidas en el Reglamento MGPE, bajo la causal indicada en este, y estableciendo límites al ejercicio de los derechos de sus titulares y/u operadores. Añade que una norma como la antedicha no se encuentra regulada en la LGSE, como en ninguno de sus reglamentos, por lo cual esta es una carga que recae específicamente respecto de las centrales generadoras sujetas al Reglamento MGPE.

Por lo anterior, sostiene que sería incorrecto inferir de la redacción del Artículo 45 que la medida de reducción aplica a toda central de generación de energía, especialmente cuando el mismo artículo señala que, en relación con las unidades que operen con autodespacho, se debe considerar la normativa vigente que les sea aplicable.

Grenergy sostiene que de conformidad con lo señalado en las respuestas del Coordinador durante el proceso de observaciones del Procedimiento Interno no existiría una inconsistencia o incompatibilidad entre este instrumento, que regula el ejercicio de la prorrata de generación de centrales de igual costo variable establecido en el Artículo 45, la regulación del Reglamento MGPE, y la medida de limitación de generación de energía especialmente establecida para los PMGD y PMG con autodespacho.

Prosigue señalando que el Coordinador no desconoce la normativa precedente, sino que reconoce expresamente en el Procedimiento Interno que serán unidades sujetas a la medida de prorrata de reducción de generación las centrales que operen con autodespacho, pero de acuerdo con la normativa especial que se les aplica regulando su ejercicio, incluyendo sus restricciones y límites, pero con estricta sujeción a lo indicado en el Reglamento de la Coordinación, que no es materia u objeto del Procedimiento Interno, porque no tiene como fin regular el ejercicio de la medida especial de limitación de generación e inyecciones de las centrales regidas por el Reglamento MGPE.

Grenergy afirma que aplicar la prorrata de generación de unidades generadoras de igual costo variable a los PMG con autodespacho y a los PMGD abrogaría o dejaría sin efecto una parte significativa de los derechos conferidos por el Reglamento MGPE a los sujetos que regula, toda vez que les impondría cargas públicas adicionales y arbitrarias mediante un procedimiento interno y no a través de una ley, lo que a su juicio afectaría inversiones ejecutadas bajo las reglas del Reglamento MGPE.

Al respecto, indica que a agosto de 2023 los PMG y PMGD conectados suman un monto de inversión equivalente a 2.633,8 millones de USD y que las sumas de inversiones declaradas en construcción en PMG y PMGD se estima en 2.614 millones de USD. Lo anterior, agrega, sin considerar las inversiones futuras de proyectos en evaluación ambiental y/o desarrollo, las que afirma estarían expuestas a una expropiación regulatoria que no se consumaría mediante una ley.



En definitiva, Grenergy considera que las solicitudes de la discrepante serían erradas e inconsistentes con la normativa eléctrica, especialmente con lo establecido en el Reglamento de la Coordinación y en el Reglamento MGPE.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Grenergy solicita al Panel rechazar las peticiones concretas de la discrepancia.

## **2.5 Presentación de Lleuque**

Lleuque, en calidad de interesada, sostiene que acoger la discrepancia implicaría, en primer lugar, exceder el objeto del Procedimiento Interno; y, en segundo lugar, efectuar una errada aplicación de la normativa que rige a los PMGD y PMG sobre la base de lo que califica como el desconocimiento de las reglas de interpretación de las leyes que se basan en la aplicación de los criterios de temporalidad y especialidad.

Lo anterior, prosigue, supondría además imponerles cargas públicas adicionales de forma arbitraria a los titulares y/u operadores de las referidas centrales mediante una norma de rango infra reglamentario, y no a través de una ley.

Lleuque indica que en el primer párrafo del Procedimiento Interno se señala que este tiene como objeto efectuar la descripción de los criterios que se deben aplicar por el CdC en la OTR del SEN, en aquellos momentos en que se debe ajustar la generación de unidades de igual costo variable, al no existir suficiente capacidad de colocación para la totalidad de la generación disponible. Añade que lo anterior está justificado en las facultades otorgadas al Coordinador para la Programación de la Operación del SEN, de conformidad con el Artículo 45.

A continuación, prosigue, en dicho instrumento se señala que, para su aplicación, se deberá tener presente y considerar la regulación especial establecida en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, aplicable a los medios de generación sujetos a autodespacho (PMGD) o a los que puedan optar al autodespacho (PMG).

De lo anterior, la empresa concluye que el Procedimiento Interno tiene como objeto establecer el mecanismo y metodología necesarios para aplicar eficazmente la prorrata de reducción de generación de centrales de igual costo variable, resguardando estrictamente los principios que rigen la coordinación y operación del SEN.

Lleuque afirma que, de conformidad a la normativa, los procedimientos internos del Coordinador sólo pueden determinar las metodologías para la ejecución de sus actividades de coordinación y operación de SEN, y definir, asimismo, los antecedentes, información y consideraciones técnicas del sistema para cumplir con los objetivos establecidos en la normativa. Por ello, afirma que el Coordinador debe sujetarse estrictamente a lo establecido en la ley, los reglamentos, las normas técnicas y la normativa vigente en general.

En particular, indica que el tercer inciso del artículo 72-2 de la LGSE dispone que “[e]l reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos”.



Sostiene que lo anterior, debe comprenderse desde la óptica de la existencia de distintas unidades con diferentes características que deben ser consideradas de acuerdo con sus propias particularidades para efectos de ejercer la coordinación.

Lleuque sostiene que el Artículo 45 reconoce el deber del Coordinador de solucionar y resolver la problemática provocada por la existencia de más de una unidad generadora con igual costo variable en caso de que no exista capacidad suficiente de transmisión, y faculta a ese organismo para efectuar el correspondiente ajuste. Respecto de esta prerrogativa, destaca que esta disposición indica específicamente que, con el objeto de optimizar recursos, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación con las centrales que operen bajo autodespacho o autoprodutores.

Agrega que el CEN, para los efectos de aplicar la prorrata de reducción de generación de unidades de igual costo variable, en la sección N°4 del Procedimiento Interno listó cuales serían las unidades que deben ser consideradas. Entre ellas, destaca las singularizadas en el literal g) del listado, que considera a las centrales que operen con autodespacho con costo variable cero.

Lleuque destaca que en su oportunidad este procedimiento fue observado por diversos coordinados. Señala que, con relación a las consultas efectuadas respecto de la aplicación de la prorrata de reducción sobre centrales con autodespacho, el Coordinador indicó lo siguiente:

“El Art. 45 del DS125/2017 dispone que la producción de las unidades generadoras debe ser ajustada a prorrata de la potencia máxima de las respectivas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. A continuación, el artículo dispone que este ‘ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente’.

La normativa vigente para ‘considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho’ se encuentra en los Art. 102 y 120 del DS88/2019. Ambos artículos establecen que el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con Autodespacho ‘debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico’.

Conforme con lo anterior, el Procedimiento Interno es consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN”.

De esta manera, para Lleuque el Procedimiento Interno considera la normativa vigente que regula especialmente a los PMG y los PMGD, y que en virtud de ello el CEN determinó la implementación de la prorrata de reducción de generación. En este sentido, prosigue, se reconoce que los PMGD y los PMG con autodespacho están regulados en el Reglamento MGPE.

Lleuque indica que la discrepante sostiene equivocadamente que existiría una contravención de la norma legal que justificaría la aplicación de la prorrata bajo condiciones técnicas y

económicas no discriminatorias, por el hecho de haberse eximido a los PMGD y PMG con autodespacho.

Agrega que esta interpretación se basa en la supuesta infracción del artículo 79 de la LGSE que regula exclusivamente el régimen de acceso abierto. Al respecto, la empresa sostiene que este no sería el fundamento normativo que justifica la medida de reducción sustentada bajo el Artículo 45.

En primer lugar, prosigue, el principio de acceso abierto tiene como objeto asegurar a todos los interesados el acceso al transporte o transmisión de su energía. Añade que este principio se establece en el artículo 79 de la LGSE. Agrega que el mismo artículo dispone que todo aquel que, a cualquier título, utilice instalaciones de transmisión no podrá negar la conexión a sus instalaciones.

De lo anterior Lleuque concluye que la norma busca precaver que no se impida la entrada de nuevos actores al SEN por parte de los coordinados que exploten los sistemas de transmisión nacional y zonal. De esta forma, continúa, se le otorga al Coordinador la facultad de aprobar la interconexión de nuevos proyectos a dichos sistemas de transmisión en los casos que corresponda.

La interesada recalca que no obstante lo anterior, en el caso de la medida de prorrata de reducción de generación, esta no consiste en prohibir la conexión de una unidad generadora al sistema de transmisión. Al contrario, prosigue, la premisa de la normativa es que existiendo un conjunto de centrales conectadas a un sistema de transmisión se ha producido una contingencia fáctica que requiere adoptar medidas para efectos de sobrellevar la sobreoferta producida en una determinada área, lo cual no pretende discriminar entre los usuarios, sino adoptar un sistema que permita que todas las unidades generadoras, ante ciertas circunstancias que imposibilitan la inyección de la totalidad de su generación, puedan continuar con sus actividades e inyectar la energía que produzcan a prorrata de sus capacidades técnicas y tecnológicas, buscando optimizar la eficiencia del mercado en circunstancias excepcionales del SEN.

En segundo lugar, Lleuque afirma que la discrepante justifica su inconformidad con lo establecido en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión que dispone que “en virtud de las facultades que la Ley o el reglamento le otorgan al Coordinador para la operación coordinada del Sistema Eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios”.

Al respecto, la empresa hace presente que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, no es posible para el Coordinador limitar inyecciones o retiros que no estén específicamente estipuladas por la ley o el reglamento, en cuanto no se encuentran dentro de sus esferas de competencia. A modo de mayor abundamiento, señala que existe una regulación especial que rige a los PMG y PMGD que estipula específicamente el régimen normativo al cual deben someterse, estableciendo las obligaciones y los derechos aplicables a estas específicas unidades generadoras.

Lleuque sostiene que el artículo 72-2 de la LGSE establece la posibilidad de que se le exijan condiciones distintas a los coordinados en atención a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico. Agrega que una manifestación del ejercicio de esta potestad se encuentra en el Reglamento MGPE que regula exclusivamente a los PMG y PMGD, y cuyo fundamento se encuentra en consideración al análisis del tipo de instalación. Prosigue indicando que la base de ello se encuentra en el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE.

De la lectura de dicho artículo, afirma que es por mandato legal que se exige la dictación de un reglamento específico para efectos de regular estos medios de generación conectados directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, y aquellos cuyos excedentes de potencia suministrable al sistema no supere los 9 MW. Agrega que ese reglamento deberá determinar la forma de realizar el despacho y la coordinación de estas centrales por el Coordinador.

Lleuque concluye que el Reglamento MGPE es resultado del ejercicio de la facultad señalada en el artículo 72-2 de la LGSE, y está cimentado en la necesidad de establecer exigencias distintas a determinados coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, como es el caso de los PMG y PMGD. Añade que lo anterior es consistente especialmente con el objeto de contribuir a preservar la seguridad de servicio del SEN y dotar de certeza a los agentes de mercado.

Adicionalmente, recalca que el Reglamento MGPE fue dictado el 17 de septiembre de 2019 y publicado el 8 de octubre de 2020, fecha de su entrada en vigencia, y por lo tanto fue redactado con posterioridad a la vigencia de la Ley de Transmisión, publicada con fecha 20 de julio de 2016, la que preservó el tratamiento especial de PMG y PMGD. Agrega que también es posterior al Reglamento de la Coordinación, dictado el 19 de diciembre de 2017 y publicado con fecha 20 de diciembre de 2019, por lo que a su juicio la regulación contenida en el Reglamento MGPE se debe aplicar de manera que produzca sus efectos cabalmente y sin interpretaciones limitativas o restrictivas de los derechos que confirió a los sujetos regulados a través de un mero procedimiento interno, sin que sirva como excusa para la pretensión de la discrepante, una pseudo conexión con el Reglamento de la Coordinación que asegura es inexistente y, por ende, a su juicio equivocada.

Asimismo, prosigue, en el artículo 1 del Reglamento MGPE se establecen las disposiciones aplicables a los PMG y PMGD, entre las cuales se encuentra la operación y coordinación de estos medios de generación, siendo esta la normativa aplicable de manera preferente con ocasión de su especialidad, por lo que con relación al procedimiento de reducción de producción de generación de energía, debido a la concurrencia de determinadas circunstancias fácticas del SEN establecidas en el Reglamento de la Coordinación y la LGSE, Lleuque hace presente que respecto de las centrales con autodespacho se deberá atender siempre a la normativa especial vigente.

La interesada afirma que la normativa vigente es el Reglamento MGPE, que regula los PMG y PMGD, y particularmente su operación y coordinación. Agrega que este establece específicamente causales de reducción de la generación de energía para centrales PMGD y

PMG con autodespacho ante la concurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del SEN. Añade que la referida normativa no facultaría al Coordinador a implementar la medida establecida en el Artículo 45, en consideración a las circunstancias y características especiales que revisten los PMG y PMGD, y que, en virtud de ello, se reconoció la necesidad de establecerles una regulación distinta.

Sostiene que, por consiguiente, entre las normas de operación y coordinación establecidas en el Reglamento MGPE se encontraría la única circunstancia que admite limitar el despacho de los PMGD y PMG con autodespacho, que corresponde a la existencia de una contingencia que ponga en riesgo la seguridad del servicio. Al respecto, cita los artículos 102 y 120 de esta norma, relacionados con tales limitaciones, aplicadas a los PMGD y PMG con autodespacho, respectivamente.

Agrega que el autodespacho es definido en la normativa (art. 7, literal c) del Reglamento MGPE) como aquel régimen de operación de una instalación de generación interconectada al SEN, pero que no se encuentra sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, el que sólo puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, definición que señala es consistente con la que se incluye en el Reglamento de la Coordinación, en su artículo 2, literal a).

De lo expuesto, la empresa concluye que las centrales PMGD y PMG con autodespacho son objeto de una normativa especial en virtud de la cual no se encontrarían sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador. Afirma que este es el régimen especial que se les ha reconocido y que se justifica en atención a las características técnicas y tecnológicas de este tipo de instalaciones.

Por lo anterior, la empresa considera que existiendo una normativa especial que rige a los PMGD y PMG con autodespacho, y que establece a su vez el caso específico para la aplicación de la limitación o reducción de su generación, sería contrario a derecho pretender imponerle por analogía una norma que implicaría un gravamen adicional a la actividad de estas unidades, ocasionando perjuicios de carácter económicos relevantes para los titulares y/u operadores de los correspondientes PMGD y PMG. Lo anterior, a su juicio representaría una intervención regulatoria discrecional, injustificada y arbitraria, que alterarían *ex post* los derechos conferidos por la normativa especial aplicable que ha sido dictada con sujeción a la LGSE y sus modificaciones posteriores, incluida la Ley de Transmisión.

Lleuque afirma que los señalados artículos 102 y 120 tienen la particularidad de ser de aplicación especial, sólo para las unidades específicamente establecidas en el Reglamento MGPE, bajo la causal indicada en este, y estableciendo límites al ejercicio de los derechos de sus titulares y/u operadores. Añade que una norma como la antedicha no se encuentra regulada en la LGSE, como en ninguno de sus reglamentos, por lo cual, esta es una carga que recae específicamente respecto de las centrales generadoras sujetas al Reglamento MGPE.

Por lo anterior, sostiene que sería incorrecto inferir de la redacción del Artículo 45, que la medida de reducción aplica a toda central de generación de energía, especialmente cuando el mismo artículo señala que, en relación con las unidades que operen con autodespacho se debe considerar la normativa vigente que les sea aplicable.

Lleuque sostiene que de conformidad con lo señalado en las respuestas del Coordinador durante el proceso de observaciones del Procedimiento Interno no existiría una inconsistencia o incompatibilidad entre este instrumento, que regula el ejercicio de la prorrata de generación de centrales de igual costo variable establecido en el Artículo 45, la regulación del Reglamento MGPE, y la medida de limitación de generación de energía especialmente establecida para los PMGD y PMG con autodespacho.

Prosigue señalando que el Coordinador no desconoce la normativa precedente, sino que reconoce expresamente en el Procedimiento Interno que serán unidades sujetas a la medida de prorrata de reducción de generación las centrales que operen con autodespacho, pero de acuerdo con la normativa especial que se les aplica regulando su ejercicio, incluyendo sus restricciones y límites, pero con estricta sujeción a lo indicado en el Reglamento de la Coordinación, que no es materia u objeto del Procedimiento Interno porque no tiene como fin regular el ejercicio de la medida especial de limitación de generación e inyecciones de las centrales regidas por el Reglamento MGPE.

Lleuque afirma que aplicar la prorrata de generación de unidades generadoras de igual costo variable a los PMG con autodespacho y a los PMGD abrogaría o dejaría sin efecto una parte significativa de los derechos conferidos por el Reglamento MGPE a los sujetos que regula, toda vez que les impondría cargas públicas adicionales y arbitrarias mediante un procedimiento interno y no a través de una ley, lo que a su juicio afectaría inversiones ejecutadas bajo las reglas del Reglamento MGPE.

Al respecto, indica que a agosto de 2023 los PMG y PMGD conectados suman un monto de inversión equivalente a 2.633,8 millones de USD, y que las sumas de inversiones declaradas en construcción en PMG y PMGD se estima en 2.614 millones de USD. Lo anterior, agrega, sin considerar las inversiones futuras de proyectos en evaluación ambiental y/o desarrollo, las que afirma estarían expuestas a una expropiación regulatoria que no se consumaría mediante una ley.

En definitiva, Lleuque considera que las solicitudes de la discrepante serían erradas e inconsistentes con la normativa eléctrica, especialmente con lo establecido en el Reglamento de la Coordinación y en el Reglamento MGPE.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Lleuque solicita al Panel rechazar íntegramente las peticiones concretas de la discrepancia.

## **2.6 Presentación de Tricahue y Ovalle Norte**

Tricahue y Ovalle Norte se hacen parte de esta discrepancia en calidad de interesadas.

Las interesadas indican que el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE establece que los medios de generación cuyos excedentes no superen los 9.000 kW, podrán optar a un mecanismo de estabilización de precios, y que un reglamento determinará la forma en la que se realizará su despacho y coordinación por parte del Coordinador.

Exponen que el citado reglamento corresponde al Reglamento MGPE. Este cuerpo reglamentario, indican, al igual que su antecesor, el DS 244, establece las disposiciones relacionadas con la medición y facturación de las inyecciones, los mecanismos de estabilización de precios, las disposiciones asociadas a la interconexión, energización y puesta en servicio, y exigencias de operación y coordinación de los proyectos PMGD y PMG.

En particular, continúan, las normas relativas a la coordinación y operación de los PMGD se encuentran en el Título II del Reglamento MGPE. Respecto a los PMG, expone que dichas normas se encuentran en el Título III del mismo cuerpo legal. Señalan que el hecho de que la coordinación y operación de los proyectos PMGD esté en un título y capítulo distinto a la de los PMG, sería debido a que los PMGD se conectan y operan en distribución, en cambio los PMG se conectan y operan en transmisión. Indican que el referido reglamento establece que el régimen de operación de los PMGD es el autodespacho, lo que implica que su propietario u operador determina la potencia y energía a inyectar en distribución. En el caso de los PMG, continúan, el régimen de autodespacho es optativo, pero que una vez que se opta y aprueba dicha opción, el propietario u operador pasa a ser el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en transmisión.

Afirman que, en consecuencia, los PMGD o PMG con autodespacho, no se encuentran sujetos al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, sino que operan con autodespacho, en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Las empresas indican que, de conformidad con el artículo 7 del Reglamento MGPE, el autodespacho es un “[r]égimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”. Indican que el Reglamento de la Coordinación define el autodespacho de manera similar.

Por otra parte, prosiguen, para la operación del SEN, el Coordinador debe considerar los principios de la coordinación de la operación del artículo 71-1 de la LGSE, que establece que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí deberá coordinarse con el fin de: (i) preservar la seguridad del servicio; (ii) garantizar la operación más económica; y (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a la LGSE.

Sin perjuicio de lo anterior, indican, el artículo 72-2 de la LGSE hace referencia, en lo pertinente, a la obligación de todo titular de centrales generadoras de sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador, indicando en su inciso tercero que “[e]l reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su

capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios”. Concluyen entonces que la concurrencia de los tres principios respecto a dicho régimen de operación no es absoluta y admite excepciones.

Respecto de dichas excepciones, las empresas hacen notar la existencia de un régimen especial de operación como el autodespacho, que el respectivo reglamento asigna a los PMGD. En efecto, continúan, la definición de autodespacho, en virtud de la remisión legal al reglamento establecida en el mencionado inciso tercero del artículo 72-2 de la LGSE, dispone exigencias distintas para las centrales que operen en dicha modalidad. En particular, dispone que éstas no se encuentran sujetas al resultado de la optimización de la operación. En otras palabras, prosiguen, el autodespacho no estaría necesariamente subordinado al principio de garantizar la operación más económica.

Sin perjuicio de lo anterior, las empresas indican que el autodespacho sí debe dar cumplimiento al principio de la coordinación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, por lo que afirman que las excepciones que se establezcan en virtud del artículo 72-2 de la LGSE, podrán ser aplicadas en la medida que se cumpla con dicho principio.

Señalan que el tercer principio de la coordinación, consistente en garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, también tendría sus excepciones. A modo de ejemplo, indican que en el caso de las instalaciones de transmisión dedicadas este principio se encontraría limitado a la capacidad técnica disponible, y en el caso de las instalaciones de servicio público, la ley o reglamento le otorgarían al Coordinador facultades para limitar las inyecciones o retiros de las instalaciones de generación conectadas a dichos sistemas, sin discriminar a los usuarios de las mismas. Las partes señalan que tanto el principio de acceso abierto como las restricciones al mismo, solo son aplicables a proyectos que se conecten a transmisión, pero no a aquellos conectados a distribución.

Concluyen indicando que el Coordinador tendría facultades legales para aplicar ciertas excepciones respecto de los principios de garantizar la operación más económica y de acceso abierto, pero no respecto del principio de seguridad del servicio.

En tal sentido, las partes se plantean si la regulación le otorga al CEN facultades para limitar las inyecciones de PMGD y PMG que operen con autodespacho.

En este contexto, las partes señalan que el artículo 114 del Reglamento MGPE establece que “[e]l propietario u operador de un PMG que opere con Autodespacho deberá en todo momento acatar las instrucciones del Coordinador que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio del sistema eléctrico, en los tiempos y condiciones establecidas por el Coordinador y la normativa vigente”. Por su parte, respecto a los PMGD, la respuesta estaría en el artículo 94 del mismo reglamento, que dispone que “[s]in perjuicio de la calidad de Coordinado a la que hace referencia el artículo 72-2 de la Ley y la operación con Autodespacho según lo establecido en el artículo anterior, la coordinación técnica a efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución se efectuará entre el PMGD y la empresa distribuidora, en tanto que el Coordinador deberá coordinar con el propietario de la



subestación primaria de distribución el adecuado cumplimiento de las disposiciones técnicas señaladas en la normativa correspondiente”.

Agregan que estas dos normas tienen como principal sustento, además del artículo 72-2 y 79 previamente citados, la definición reglamentaria de autodespacho ya transcrita, que indica expresamente que dicho régimen de operación podrá ser limitado únicamente en caso de que no se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Las empresas señalan que el CEN no tendría facultades que le permitan limitar el autodespacho en función de una operación más económica, ya que eso haría impracticable el autodespacho. Tampoco existirían facultades expresas para limitar el autodespacho para garantizar el acceso abierto a instalaciones de transmisión.

Las partes señalan que, en el marco del proceso de consultas públicas al Procedimiento Interno, respecto de distintas observaciones que apuntaban a limitar las inyecciones de PMGD y PMG con autodespacho por razones distintas a las de preservar la seguridad del servicio, el Coordinador respondió lo siguiente:

“El Art. 45 del DS125/2017 dispone que la producción de las unidades generadoras debe ser ajustada a prorrata de la potencia máxima de las respectivas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. A continuación, el artículo dispone que este ‘ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente’. La normativa vigente para “considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho” se encuentra en los Art. 102 y 120 del DS88/2019. Ambos artículos establecen que el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con Autodespacho ‘debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico’. Conforme con lo anterior, el Procedimiento Interno es consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN”.

Tricahue y Ovalle Norte indican que si el regulador hubiese querido que los PMGD y PMG con autodespacho se sujetaran a la regla general del Artículo 45, esto es, que la producción de PMGD y PMG con autodespacho fuese ajustada a prorrata de la potencia máxima de las respectivas unidades, no hubiera hecho la distinción en el mismo artículo señalando que su generación se debe considerar de acuerdo a la normativa vigente. En este contexto, de acuerdo a las partes, la normativa aplicable referiría a los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 114 y 94 del mismo reglamento respecto al origen de las facultades del Coordinador.

En consecuencia, sostienen que no sería efectivo que el CEN en el Procedimiento Interno haya “eximido” a los PMGD y PMG que operan con autodespacho de la obligación de sujetarse a la prorrata. Agregan que la interpretación que hace la discrepante del citado artículo 45 no sería correcta. Indican que tampoco sería correcto intentar forzosamente armonizar el citado



artículo con otras disposiciones regulatorias, a través de hacer aplicable a centrales con autodespacho la normativa respecto de casos de limitaciones que debe aplicarse cuando no existe capacidad de colocación suficiente. Lo anterior, indican las partes, considerando que el Artículo 45 únicamente cita a las centrales con autodespacho para efectos de señalar que el CEN debe considerar las limitaciones de inyección que, en paralelo, se les apliquen a centrales con autodespacho frente a la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad.

De acuerdo a las interesadas, los reglamentos de la Coordinación y de MGPE reconocen dos escenarios en que las inyecciones de una central puedan causar congestiones en instalaciones de transmisión. Como primer escenario, las empresas hacen referencia al caso regulado por el Artículo 45. Este artículo, sostienen, se refiere a consideraciones para efecto de la programación, tales como las características técnicas y restricciones de las instalaciones, entre ellas tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras y tiempos mínimos de operación de unidades generadoras y topología del sistema de transmisión. Luego afirman que el Artículo 45 indica que el Coordinador deberá tomar en cuenta otras consideraciones adicionales cuando en el resultado de la programación de la operación exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas. Estas consideraciones adicionales, según lo indicaría la norma son: las características técnicas de las instalaciones, sus limitaciones o restricciones operativas (incluyendo aquellas que resulten de normativa de otros sectores como el ambiental); y la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho y autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente.

En tal sentido, concluyen, similarmente a otras consideraciones para la programación de la operación establecidas en el citado artículo 45, el CEN debe tomar en cuenta la generación autodespachada para los efectos de programar las unidades que sí se encuentran sujetas al resultado de la optimización de la operación. Para estos efectos, continúan, el uso de la transmisión por la generación autodespachada sería una consideración limitante para otras centrales, similar, para los efectos de la programación, a los tiempos mínimos o mínimos técnicos de operación de unidades generadoras.

Como segundo escenario, las empresas plantean la situación regulada en el Reglamento MGPE. En dicho escenario, ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema, el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y PMG. Exponen que dicho escenario es resuelto por el artículo 102 para el caso de los PMGD, y en el artículo 120 para el caso de los PMG con autodespacho, tal como lo indica el CEN en sus respuestas a las observaciones al Procedimiento Interno, por medio del otorgamiento de facultades expresas para limitar las inyecciones de las unidades con autodespacho únicamente cuando sus inyecciones pongan en riesgo la seguridad del servicio.

Las empresas reiteran que, según lo expuesto, el CEN solo se encontraría facultado para limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con autodespacho por causa de una

contingencia que ponga en riesgo la seguridad. Respecto de los PMGD, el procedimiento se encontraría en la NTCO.

En consecuencia, prosiguen, acceder a lo solicitado por las discrepantes implicaría modificar los reglamentos, incluyendo la definición de autodespacho del Reglamento de la Coordinación y al menos los artículos 114, 102 y 120 del Reglamento MGPE, e incluso el mismo Artículo 45. Esto debido a que limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con autodespacho en caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo, y sin que exista capacidad de colocación suficiente, no contaría con respaldo normativo.

En tal sentido, agregan, establecer, por medio de un procedimiento interno, modificaciones contrarias a la regulación vigente, implicaría que el Coordinador se exceda en sus atribuciones, pasando a ejercer el rol de regulador, el cual, en el sector eléctrico se encuentra radicado exclusivamente en el Ministerio, la CNE y la SEC.

Las partes luego citan el artículo 72-4 de la LGSE, que establece que el CEN puede definir procedimientos internos con los "(...) requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente". Adicionalmente, señalan que los estatutos internos del Coordinador definen los procedimientos internos en su artículo 3 literal m) en términos análogos.

Las empresas señalan que la LGSE indica que los procedimientos internos del Coordinador tienen por objeto detallar y disponer la forma en que este organismo debe operar. En el caso del procedimiento de la presente discrepancia, afirman que su objeto sería describir los criterios que debe aplicar el CEN en momentos en que se debe ajustar la generación de las unidades de igual costo variable porque no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. Indican que el CEN no puede imponer requerimientos a terceros u otorgar nuevos derechos, ni mucho menos modificar el régimen reglamentario de autodespacho, como ocurriría de acogerse la discrepancia. Es más, indican, el Coordinador no se encuentra habilitado para dictar normas de aplicación general, lo cual sólo estaría permitido al Ministerio, la CNE y la SEC.

Las empresas señalan que el actuar del CEN en el procedimiento interno buscaría establecer exigencias procedimentales que encuentren respaldo en la regulación, y por lo mismo, no podría regular respecto de limitaciones a las inyecciones autodespachadas distintas de aquellas que se deban a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad. Señalan que cualquier otra limitación no solo no contaría con el respaldo directo y expreso en la regulación vigente, sino que entraría en contradicción con disposiciones normativas citadas anteriormente.

Agregan que en el proceso de consultas del Procedimiento Interno HRL comentó, por una parte, que "en caso de activarse una prorrata por igual costo variable, independientemente de si es por limitaciones de transmisión o una situación sistémica, la generación de los PMGD debe estar sujeta a la instrucción de reducción de generación, según la prorrata definida, al

igual que el resto de las centrales del sistema o subsistema”, y por otra, que “en caso de ser necesaria una reducción de la generación de centrales de costo variable igual a cero, las centrales PMG y PMGD, siendo más caras para el sistema, deben tener prioridad en la reducción de su generación, en relación con el resto de las centrales de costo variable igual a 0. En este sentido, se deben modificar las acciones a ejecutar en caso de requerirse realizar prorrata para reducir la generación de unidades con costo variable 0, dando prioridad a los PMG y PMGD por sobre otras centrales”.

Al respecto, acotan que la respuesta del CEN fue que “no visualiza aspectos normativos aplicables que respalden la propuesta realizada. Conforme a la normativa vigente, los PMGD son considerados en las reducciones ante situaciones que pongan en riesgo la seguridad en el SEN, lo que ha sido considerado en el Procedimiento”.

En presentación complementaria Tricahue y Ovalle Norte se refieren a algunos temas planteados durante la Audiencia Pública.

Respecto de la eventual inconsistencia normativa entre la definición de autodespacho contenida en el Reglamento de la Coordinación y lo establecido por el Artículo 45, las partes citan el artículo 2, literal a) de este reglamento, que establece que el autodespacho es un “[r]égimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador (...)”. Por su parte, continúan, el Artículo 45 establece que para la programación de la operación “[e]n caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

Las empresas relevan que una definición, de acuerdo al diccionario de la Real Academia Española, es una “[p]roposición que expone con claridad y exactitud los caracteres genéricos y diferenciales de algo material o inmaterial”. Agregan que la definición lógica consiste en la “exacta determinación del contenido del concepto por la enumeración de sus notas o características esenciales”. En tal sentido, continúan, la regulación podría establecer la forma en que se implementa el autodespacho, pero no puede afectar su definición clara y exacta. De esta forma, prosiguen, argumentar que el Artículo 45 es contradictorio con la definición de autodespacho del mismo decreto, y que dicho artículo debe primar, implicaría concluir que el autodespacho, en la práctica, sería distinto a su definición normativa.

Indican las empresas que el Artículo 45 se enmarca en el contexto de la programación de la operación, en particular, refiere a consideraciones que debe tomar en cuenta CEN. Entre dichas consideraciones se encuentran las características técnicas y restricciones o limitaciones

de las instalaciones sujetas a coordinación, tanto de las unidades, como de otro tipo, tales como transmisión.

El citado artículo, continúan, hace referencia a un caso particular de las mencionadas consideraciones, aún en el marco de la programación. Estas consideraciones adicionales, según lo indica expresamente la norma, serían las características técnicas de las instalaciones, sus limitaciones o restricciones operativas y la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho y autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente. En otras palabras, para estas empresas, en el resultado de la programación, el Coordinador debe "considerar" previamente la generación proveniente de centrales con autodespacho y autoprodutores. De esta forma, prosiguen, el legislador se asegura que estas centrales no se vean afectadas por la "optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador", por cuanto su despacho habría sido "considerado" con antelación. Así, continúan, la interpretación resultaría coherente con la definición normativa de autodespacho contenida en el mismo cuerpo normativo en su artículo 2, literal a).

Indican que una situación distinta sería la regulada en el Reglamento MGPE que establece las disposiciones aplicables, entre otras materias a la operación y coordinación de los PMG y PMGD. A este respecto, señalan que el citado reglamento define el autodespacho y regula el escenario en que el o los PMGD o PMG con autodespacho produzcan contingencias que pongan en riesgo la seguridad del sistema. Esto se resolvería -en ese escenario exclusivamente- en sus artículos 102 y 120, limitando las inyecciones y siguiendo un criterio de eficiencia económica por medio de facultades expresas del Coordinador. A su juicio, esto sería consistente con el Reglamento de la Coordinación que, atendida la definición de autodespacho, lleva a la aplicación correcta de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

En definitiva, concluyen, lo expuesto no sería ni circular ni contradictorio: en la programación de la operación el Coordinador debe incorporar a los PMGD y PMG que operen con autodespacho aplicando las disposiciones del Reglamento MGPE, esa es, en definitiva, la "normativa aplicable".

Respecto de si la exclusión de las centrales con autodespacho en el ajuste a centrales de igual costo variable hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, a que se refiere el citado Artículo 45, obedecería a las respuestas entregadas por el Coordinador en la consulta pública a la que se sometió el procedimiento interno, o al texto expreso de dicho procedimiento, las empresas indican que la redacción sería similar al citado Artículo 45 respecto del tratamiento de los PMGD y PMG con autodespacho. Sin embargo, continúan, los argumentos de las discrepantes serían más semánticos que jurídicos, asumiendo que "considerar" significa incluir. En tal sentido, señalan, ninguna definición del término "considerar" hace a este concepto sinónimo de "incluir", o siquiera lo asemeja. Considerar significa pensar en algo analizándolo con atención o bien dedicar atención a algo o alguien.

En definitiva, el Procedimiento Interno no mencionaría nada distinto a lo dispuesto en la normativa aplicable. De esta forma, señalan que la inclusión de las centrales que operen con autodespacho con costo variable cero en la sección N°4 del Procedimiento Interno existiría

para que ellas sean consideradas, esto es, contempladas en conformidad a la normativa, es decir, solo admitiendo ser limitadas frente a contingencias que pongan en riesgo el servicio, siendo sus inyecciones efectivas respetadas al momento de efectuarse ajustes a la optimización económica.

Respecto del uso de la expresión “y que puede ser aplicada (...)” en la definición de autodespacho, en la cual “puede” se entendería como una “limitación” y no solamente como una “facultad”, las empresas indican que por interpretación *a contrario sensu* se desprende que dicho régimen “no puede” o “no podría” implementarse si afecta la seguridad del sistema. Adicionalmente, indican que la redacción del regulador atiende a la clasificación de normas que existen bajo la teoría general del derecho y que encuentra aplicación desde el punto de vista de la técnica jurídica conforme a principios básicos de derecho civil y teoría de la ley.

Las partes indican que la ley y, por ende, los reglamentos y demás normas, pueden mandar, prohibir o permitir. En tanto las normas prohibitivas y permisivas siempre están redactadas como “se prohíbe” / “no se podrá”, y “se permite” / “se puede”, “se tiene el derecho a” respectivamente. Contrario a lo que intuitivamente podría pensarse, las normas imperativas (es decir, las que mandan) no siempre están redactadas como “debe”, sino que muchas veces están redactadas como “se puede siempre y cuando”, “se puede en tanto se cumpla” o “no se podrá realizar sin la autorización respectiva”. Ello porque las normas imperativas ordenan hacer algo o mandan a cumplir requisitos para que se pueda llevar a cabo una actividad. Lo anterior, señalan, hace que la doctrina distinga las normas imperativas en: (i) normas imperativas propiamente tales, que son las que simplemente ordenan a hacer algo, y estas normas están redactadas siempre como “deberá”; y (ii) normas imperativas de requisitos, que son aquellas que permiten ejecutar o realizar cierta actividad, previo cumplimiento de ciertos requisitos.

Sobre el punto de Acciona respecto de la utilización de la transmisión bajo condiciones no discriminatorias, las empresas indican que la discrepante no cuestiona el autodespacho, ni solicita que sus inyecciones se sujeten a una optimización económica, sino que indica que su petición se centraría en la aplicación de prorrata del Artículo 45, pero exclusivamente a los flujos de los PMGD que hagan uso de los sistemas de transmisión, en base al mandato legal de no discriminación en el uso de la transmisión del artículo 79 de la LGSE.

Al respecto, estas empresas interesadas afirman que el planteamiento de Acciona no se encuentra dentro de ninguna de las peticiones concretas que refieren, en definitiva, a que los PMGD y PMG con autodespacho les sea aplicable el ajuste del Artículo 45. Agregan que esta discrepante no transmite correctamente, ni en su escrito ni en la Audiencia Pública, el alcance de la no discriminación que esgrime, toda vez que no harían referencia a la aplicación normativa existente para el régimen especial del autodespacho.

Al respecto, señalan, una discriminación arbitraria correspondería a toda distinción, exclusión o restricción que carezca de justificación razonable, efectuada por agentes del Estado o particulares, y que cause privación, perturbación o amenaza en el ejercicio legítimo de los derechos fundamentales establecidos en la Constitución Política de la República.

En virtud de lo anterior, continúan, se podría interpretar que un acto como el Procedimiento Interno no puede ser calificado como discriminatorio en la medida en que este se encuentre respaldado por una base legal, como lo es resguardar el autodespacho, en cuanto ejercicio legítimo de un derecho.

En este sentido, señalan, la interpretación de Acciona sería errada, y no correspondería considerar al citado procedimiento como un acto que contraría el mandato legal de no discriminación.

Indican que una discriminación o exclusión jamás será arbitraria si es que esta se basa en el ejercicio legítimo de un derecho. En este sentido, para que se dé a lugar lo solicitado por la discrepante sería indispensable que la aplicación de la optimización para todo tipo de medio de generación, sin distinción alguna, se base en una disposición legal que no contemple excepción alguna.

Concluyen que no basta sostener que el uso de las instalaciones de transmisión no debe ser discriminatorio entre todos los usuarios ya que se debe considerar que ciertos usuarios no están sometidos a un mismo régimen. El régimen de autodespacho es precisamente lo que permite discriminar, y ello es válido y legítimo.

Respecto de la temporalidad del Reglamento de la Coordinación, Tricahue y Ovalle Norte hacen notar que dicho cuerpo legal entró en vigencia el 20 de diciembre de 2019, antes de la vigencia de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE (8 de octubre de 2020). Sin embargo, este último había sido promulgado el 17 de septiembre de 2019, por lo que afirman que su texto habría sido conocido a la fecha de entrada en vigencia del Reglamento de la Coordinación.

No obstante lo anterior, continúan, la NTSyCS (versiones de enero de 2016 y mayo de 2018), previas al Reglamento de la Coordinación, ya disponían, en idénticos términos, las disposiciones citadas en sus artículos 8-3 sobre las limitaciones a la potencia inyectada para el caso en que la operación del sistema, con las instalaciones existentes, no permita el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio.

Por su parte, prosiguen, el DS 244, que estaba plenamente vigente a la fecha de entrada en vigencia del Reglamento de la Coordinación, establecía en su artículo 35 que “[t]odo PMGD operará con autodespacho”. Por otro lado, en su artículo 49 disponía “[s]e considerará que los PMG que opten operar con autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes”.

En opinión de las empresas, no sería relevante si dichas normas son análogas a los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. A su juicio, lo relevante sería que para efectos de determinar la normativa vigente aplicable a las centrales con autodespacho, estas sí existían y eran aplicables, y consistían, por una parte, en la limitación de inyecciones que el propietario de un PMGD podía acordar con la distribuidora, y por otra, considerar que los PMG con autodespacho no podían regular sus excedentes.

Respecto de la referencia al artículo 35 del DS 244, que Acciona plantearía como amparado en el Dictamen N°4 del año 2007, las empresas indican que la discrepante habría citado únicamente la parte que le pareció favorable del dictamen, indicando: “la operación en autodespacho no se contrapone a los fines de preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico y de garantizar la operación más económica como principios rectores de la coordinación entre las instalaciones interconectadas”.

En opinión de las empresas, se debería revisar el párrafo completo del citado dictamen. Por otro lado, continúan, el contexto de la discrepancia se basa en si la norma del artículo 35 del DS 244 respecto a que todo PMGD opera con autodespacho podía discriminar entre PMGD térmicos e hidráulicos, ello, considerando el principio de garantizar la operación más económica del sistema. Expone que, en ese entonces, AES Gener S.A. planteó que no era económicamente razonable que los PMGD térmicos operaran con autodespacho, pues ello conllevaba a que no se les remunerara adecuadamente por potencia firme. En tal sentido, continúan, el Dictamen N°4 del año 2007 resolvió las discrepancias respecto de la elaboración del Manual de Procedimientos relativo a los PMGD, manual que, en la actualidad tendría el mismo rango normativo que el Procedimiento Interno. En dicho contexto, señalan, la Sección 6.1 es la sección en que se encuentra la cita descontextualizada que cita Acciona, y que en definitiva, concluyen, establece que “Todos los PMGD operan con autodespacho”.

Según las partes, Acciona descontextualiza del Dictamen N°4 del año 2007, que disponía que la norma del artículo 35 del DS 244, que indicaba “[t]odo PMGD operará con autodespacho” no podía ser modificada por un procedimiento interno del CDEC-SIC, es decir, el dictamen hizo primar la norma reglamentaria por sobre el procedimiento interno de la entidad que coordinaba el sistema. Por tanto, aun cuando las posiciones de la mayoría de los integrantes del CDEC-SIC quisieran hacer primar el principio de la “operación más económica”, dicho esquema no era posible porque había una norma de rango superior que excluía a las centrales que operan con autodespacho de la optimización de la operación.

Por último, señalan que no sería efectivo lo que afirma Acciona, en cuanto a que, dado que el Reglamento MGPE entró en vigencia con posterioridad a la publicación del Reglamento de la Coordinación, el Ministerio no habría tenido en consideración las normas de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. Sostiene que esto se vería refrendado en las respuestas a observaciones al Reglamento de la Coordinación, en las cuales el Ministerio indicó “(...) a continuación se exponen los principales cambios efectuados a la propuesta de reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional: 8 (...) Asimismo (esto es, con el mismo objeto de garantizar la coherencia en el ordenamiento jurídico), se dispone, por un lado, la modificación del decreto N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, para adecuar la regulación normativa de pequeños medios de generación distribuida a las disposiciones de la Ley N°20.936, y por otro, la modificación del decreto N°23, de 2015, del Ministerio de Energía, pues a partir de la señalada ley es el coordinador independiente del sistema eléctrico nacional quien debe realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora”. Agregan que el hecho de que el Ministerio haya tratado en el mismo párrafo la normativa aplicable a



los PMG y PMGD y a los sistemas medianos no es casual, puesto que, tanto los PMG y los PMGD como los sistemas medianos tienen un tratamiento especial.

De esta forma, señalan, el artículo 5 del Reglamento de la Coordinación incorporó el artículo 15 bis al Reglamento de SSMM, como señala el artículo 173 de la LGSE. En este contexto, agregan, el rol de la CNE en los SSMM es: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; y (ii) garantizar su operación más económica, de acuerdo a la normativa vigente. Por otro lado, continúan, para las unidades que operan con autodespacho, el Reglamento de la Coordinación únicamente estableció como rol del CEN el preservar la seguridad del servicio. Por ello es que el citado Artículo 45 hace remisión a la "normativa aplicable". Indican que si el Ministerio hubiera querido que el CEN aplicara el principio de la operación más económica en la programación de las unidades con autodespacho lo habría dicho expresamente como lo hizo en los SSMM.

Respecto a si es factible proceder con los ajustes de generación, en los términos en que HRL solicita al modificar el Procedimiento Interno, sin cambios a implementar ni normativos ni en equipamiento, las partes hacen notar que HRL habría indicado que desde el punto de vista técnico bastaría una instrucción directa del Coordinador a los PMGD o por medio de la correspondiente empresa distribuidora, y que la normativa ya lo habilitaría, señalando que ciertas limitaciones del tipo ya son instruidas.

En opinión de las partes, la respuesta de HRL demostraría un desconocimiento de la realidad operativa de los PMGD. En efecto, indican, muchos PMGD se ubican en zonas aisladas y son operados por medio de sistemas remotos, sin conectividad, o a lo más señales 3G, cuya confiabilidad no siempre cumple con los estándares mínimos.

Respecto de los alimentadores en que se instruyen limitaciones a los PMGD para preservar la seguridad del servicio, afirman que dichas unidades estarían conectadas al mismo alimentador afectado, en que los "operadores" se han coordinado para turnarse en la generación de sus centrales, procediendo a apagar sus centrales para que solo una de ellas produzca la cantidad limitada. Lo anterior, indican, debido a que los sistemas de operación remoto no admiten controlar las señales más allá de producir cero o producir la generación programada. En consecuencia, prosiguen, para cumplir con una instrucción como la pretendida por las discrepantes, lo que habría que hacer es enviar una persona o cuadrilla para que manualmente intervengan en la central. Dicha instrucción, hoy, podría ser recibida para ciertos PMGD en el teléfono celular del operador. En definitiva, agregan, la normativa para los PMGD obligaría a tener una comunicación directa solo del equipo de medida y en los elementos de protección solo se cargan ajustes a efecto de que trabajen de manera automática y coordinada con la red, por lo que solo es posible su operación en local.

Por otro lado, indican las partes, a diferencia del sistema de comunicación que utiliza el Coordinador, los sistemas de cada empresa distribuidora son distintos. Esto obligaría a los propietarios de PMGD que operan en distintas zonas a contar con sistemas distintos para cada una de sus unidades. En opinión de las empresas, los requerimientos de estandarización deberían ser abordados mediante normas técnicas. Adicionalmente, para la implementación



indicada por las discrepantes se debería revisar la normativa aplicable a los PMGD respecto del SITR.

En concreto, concluyen, no existiría capacidad para implementar el ajuste a las inyecciones en la forma planteada por las discrepantes de forma efectiva a todos los PMG y PMGD que impacten en las congestiones a nivel de transmisión nacional. La circunstancia de que no exista regulación al respecto, a su juicio sería una prueba que no hay una definición de una metodología a nivel legal, reglamentario ni de norma técnica que haya considerado un escenario para la determinación de una prorrata a nivel de transmisión nacional para PMGD.

En virtud de lo anteriormente expuesto, Tricahue Solar (CVE Group) y Ovalle Norte (Solek), solicitan rechazar la discrepancia en análisis.

## **2.7 Presentación de PHC**

PHC señala que participa en calidad de interesada haciendo presente consideraciones que buscarían complementar aquellas expuestas por el discrepante que, en su opinión, serían acertadas y pertinentes, a fin de que se acoja la discrepancia.

En primer lugar, la empresa se refiere a que el autodespacho representaría una modalidad de operación con limitaciones impuestas por la legislación vigente.

La interesada se refiere al autodespacho, manifestando que es una modalidad de operación no definida ni contemplada en la LGSE. Por ello, prosigue, posee una jerarquía y preponderancia inferior a otros principios y mandatos establecidos a nivel legal, tales como el principio conforme con el cual el Coordinador debe garantizar la operación más económica del sistema, el mandato de garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión y la obligación de todos los coordinados de sujetarse a la coordinación del SEN que efectúe el Coordinador, en cumplimiento de la regulación vigente.

Menciona que el concepto de autodespacho fue introducido en 2006 en el DS 244, actualmente derogado. Actualmente, prosigue, la regulación de esta institución está contenida, principalmente, en el Reglamento MPGE. Agrega que la conceptualización del autodespacho en el Reglamento MPGE es consistente con la regulación previa, ya que mantiene en el operador de dichas centrales generadoras la facultad de determinar la potencia y energía que inyecta al sistema.

Para PHC, desde sus inicios y a lo largo del tiempo, el autodespacho ha operado con limitaciones expresas, las que podían o pueden provenir de la propia voluntad del generador, manifestada en un acuerdo con la empresa distribuidora, o de la imposición por parte del Coordinador. Afirma que dichas limitaciones serían:

- (i) Limitaciones horarias a las inyecciones de energía acordadas entre el propietario u operador de un PMGD con la empresa distribuidora.
- (ii) Limitaciones horarias de sus inyecciones de potencia y energía para entrar en operación antes de la realización de obras adicionales o ajustes necesarios, los que deben ser acordadas

entre el propietario u operador del PMGD y la empresa distribuidora y establecidas durante la realización de los estudios para la conexión.

(iii) Ajustes realizados por el Coordinador cuando existe más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, a prorrata de la potencia máxima de las centrales, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas y restricciones operativas de las instalaciones. De acuerdo con el Reglamento de la Coordinación, "este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente".

(iv) Establecimiento por parte del Coordinador de medidas a adoptar por las empresas distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Se contempla expresamente la limitación de inyecciones, la que debe realizarse a prorrata de la capacidad instalada, en caso de que las centrales cuenten con igual costo variable.

(v) Adopción por parte de los propietarios de PMG de las medidas que determine el Coordinador ante la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. En caso de que el Coordinador deba limitar las inyecciones que cuenten con igual costo variable, se hará a prorrata de la capacidad instalada de los PMG.

(vi) Sujeción de los MGPE "a la coordinación de la operación por parte del Coordinador para efectos de ser despachados de acuerdo al orden económico, cuando este lo requiera, (...) y con el alcance que el Coordinador estime factible", durante todo el periodo de vigencia del Decreto Preventivo de Racionamiento.

De lo anterior, la interesada concluye que la facultad de limitar inyecciones y suspender el autodespacho por parte del Coordinador a los PMGD y PMG está habilitada expresamente en varias hipótesis. Agrega que más importante aún que las citadas excepciones es el hecho de que el autodespacho puede operar sólo en tanto no colisione con las normas legales que regulan la coordinación y operación del SEN, entre las que destacan los principios de seguridad, operación más económica y acceso abierto.

PHC afirma que más adelante analizará la excepción al autodespacho que opera cuando no existe capacidad de colocación suficiente para toda la oferta disponible en el SEN. Indica que esta no está sólo contemplada en el Artículo 45, sino que además es respuesta a una interpretación armónica y sistemática que sitúa a los principios de la coordinación del artículo 72-1 de la LGSE en una jerarquía superior al reglamentario.

En síntesis, concluye en este ámbito, para que el autodespacho pueda operar debe cumplir con algunos requisitos: (i) que no amenace la seguridad de servicio en el SEN; (ii) que no aumente el costo de despacho óptimo del SEN; y (iii) que no atente contra la garantía de acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. En opinión de la interesada el Procedimiento Interno se aleja de los requisitos mencionados y permite que se ejerza el autodespacho contraviniendo los dos últimos.

La empresa sostiene que incluso en la situación en análisis la limitación al autodespacho no sería total, puesto que se mantienen parte de las facultades para determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Agrega que el ajuste referido sólo representa un límite superior de potencia, que no obsta a que se pueda generar en menor cantidad.

A continuación, la empresa se refiere a la limitación del autodespacho en caso de superación de la capacidad de colocación de energía disponible consagrada en el Artículo 45.

Sobre este punto, PHC manifiesta que el artículo 72-2 de la LGSE identifica las instalaciones obligadas a sujetarse a la coordinación, incluyendo en su inciso primero a todos quienes operan centrales generadoras y, en su inciso segundo, de modo expreso a los medios de generación que se conecten directamente a los sistemas de distribución.

Agrega que el autodespacho se configura como una excepción a la sujeción a la coordinación, en particular, a la optimización de la operación del SEN. Sin embargo, prosigue, esta excepción está a su vez limitada por la legislación y sus principios que determinan la operación del SEN, lo que es adecuadamente recogido por el Artículo 45.

Para la generadora es el inciso segundo del Artículo 45 el que regula cómo se debe operar en caso de que "exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas". Para dicha situación, prosigue, la generación de las centrales "deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas". Agrega que se excluye expresamente posibles excepciones, indicando que el "ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente".

Según la empresa, la normativa vigente a la que alude el Artículo 45 es toda aquella que regula la operación del sistema, siendo su eje rector por excelencia el que mandata la operación más económica. Añade que la frase "de acuerdo con la normativa vigente" no pretende exceptuar del ajuste de inyección a los generadores que operen con autodespacho, puesto que, de ser así, la frase que indica que el "ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho", perdería significado, no tendría ningún valor y quedaría inmediatamente derogada, lo que no es razonable.

De este modo, concluye, la exclusión de los PMG y PMGD del ajuste en caso de que se exceda la capacidad de colocación de energía representa una contravención al Reglamento de la Coordinación, por lo que debe ser revertida.

Enseguida, la empresa se refiere a la limitación del autodespacho de conformidad con el principio de acceso a los sistemas de transmisión sin discriminación entre usuarios.

PHC señala que la regulación del acceso abierto al sistema de transmisión está incorporada principalmente en los artículos 72-1 N°3 y 79 inciso primero de la LGSE y 4 del Reglamento

de la Transmisión, e indica que todos los usuarios tendrán acceso a las líneas de transmisión en condiciones no discriminatorias.

Al respecto, prosigue, el artículo 11 del Reglamento de la Transmisión señala que el Coordinador está facultado para limitar "las inyecciones o retiros sin discriminar entre los usuarios". Según la discrepante, de conformidad con el Procedimiento Interno, el mencionado ajuste se estaría aplicando con discriminación, distinguiéndose si se opera con o sin autodespacho. En virtud de ello, se pregunta si esa discriminación es legítima.

La empresa sostiene que la aplicación de dicha discriminación se realiza por parte del Coordinador amparado en la institución del autodespacho. Sin embargo, añade, ello resulta contrario a la LGSE, puesto que el autodespacho puede existir y operar en la medida que no represente una discriminación al acceso abierto, como ocurre en momentos en que no existe capacidad de colocación de la totalidad de la energía generada.

Según la interesada el principio legal de acceso abierto no discriminatorio a las redes de transmisión no puede verse derogado, negado o desnaturalizado, por una interpretación incorrecta de una norma reglamentaria. Agrega que la discriminación en el uso de las redes provoca importantes perjuicios en las centrales generadoras que no operan con autodespacho, produciéndose de este modo afectación a la competencia con que deben operar los actores del mercado de la generación.

A continuación, PHC se refiere a la limitación del autodespacho de conformidad con el principio de operación más económica.

Sobre esta materia, PHC señala que el artículo 72-1 la LGSE dispone que se debe salvaguardar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN e indica que así se logra la maximización del beneficio social, minimización de costos para clientes finales y la formación de precios marginales eficientes, que sumado a mínimos pagos laterales, permite que las señales del mercado de corto plazo sean soportantes de las consignas de operación del despacho óptimo. En este sentido, prosigue, desde un punto de vista de gestión de operaciones y formulación matemática, sólo es posible asegurar el mínimo costo de operación si todas las unidades generadoras de los agentes coordinados están sujetas a la optimización y despacho del Coordinador.

Manifiesta que el Procedimiento Interno ha excluido del ajuste a prorrata de su potencia de inyección a los operadores que generan con autodespacho, lo que redundaría en una ineficiencia económica para el SEN. Ello, agrega, puesto que al estar en su mayoría adheridos al sistema de precios estabilizados demandan pagos laterales, debiendo el SEN remunerar por sobre el costo marginal instantáneo en una mayor proporción de lo que ocurriría en caso de que se les aplique a los PMGD y PMG el referido ajuste. Según la interesada el efecto de ello es subsidiar la cantidad de generación que estas generadoras inyectan, en desmedro del resto de las unidades generadoras renovables, lo que, sumado al subsidio en el precio a través de la estabilización, genera ineficiencias y señales incorrectas en el SEN.

Además, prosigue, la no inclusión de los PMG o PMGD en los ajustes a prorrata del Procedimiento Interno durante gestión de rampas solares (inicio y término) redundará en mayores costos operativos debido al uso de centrales flexibles de alto costo variable y de otros SSCC requeridos para el mismo fin, aumentando los pagos laterales (PE y SSCC) frente a un escenario en que estas unidades sí participan.

La generadora señala que lo anterior es improcedente, no sólo porque contradice el Artículo 45, sino que también porque contraviene el principio rector de la operación económica del sistema consagrado en la LGSE, el que no puede ser obviado u olvidado en virtud de la aplicación de una interpretación amplia de las hipótesis en que opera el régimen de autodespacho.

Para la interesada, el Procedimiento Interno maximiza los efectos negativos y distorsiones mencionadas, que en el caso del PE corresponde a un subsidio cruzado, y en el caso de la no participación de gestión de rampas solares corresponde a una externalidad negativa adicional. De esta forma, prosigue, se le otorga un contenido a la norma que el regulador no le entregó; el de excluir de la optimización del sistema a los pequeños generadores en caso de estrechez de la transmisión o incapacidad de colocación de la totalidad de la generación.

Agrega la empresa que en el caso extremo de que la potencia instalada de los PMGD y PMG, que operan con autodespacho y PE, supere la demanda del SEN ocurriría el absurdo de que, según el Procedimiento Interno, habría que remunerar toda su generación disponible a un PE, incluida aquella en exceso de la demanda.

Según PHC, esta situación provoca una pérdida absoluta de la señal de localización de las centrales PMG y PMGD, las que continuarán instalándose en zonas ya congestionadas y sin la infraestructura de transmisión necesaria para evacuar su energía a las zonas de mayor demanda. Lo anterior originará que continúen creciendo los vertimientos o recortes de energía del resto de las centrales, haya que remunerar más a PE, y aumenten continuamente las estrecheces de transmisión y, por ende, la necesidad de construir y ampliar líneas y subestaciones de transmisión, así como el equipamiento de almacenamiento, multiplicando los costos del SEN. Todo lo anterior, agrega, redundará en un mayor pago del cliente final.

La interesada menciona que parte de estos efectos ya habrían sido identificados por el Coordinador en su Informe de Monitoreo de la Competencia del año 2022, y cita algunos párrafos de dicho informe señalando que el Coordinador realiza un análisis de los efectos negativos que el PE tiene sobre el SEN, tanto respecto de su proyección de desarrollo, como desde la perspectiva de su eficiencia económica. Efectos, prosigue, que se amplifican artificialmente al no ser considerados en la referida prorrata cuando no existe capacidad de colocación disponible. Afirma que no es posible privar de eficiencia al mandato de operación más económica del sistema por aplicación del autodespacho, concluyendo que los ajustes a prorrata deben ser aplicados a todas las generadoras, sin distinción, evitando extender los efectos del PE más allá de lo que la regulación contempla.

Por otra parte, continúa la empresa, el contexto y la visión que justificaron la introducción de los instrumentos regulatorios que incentivaron el desarrollo de los PMGD y PMG han perdido

su vigencia. Agrega que la política pública impulsada para el desarrollo de fuentes de energía más limpias a través del fomento a la pequeña generación produce distorsiones relevantes en el proceso competitivo. Afirma que, según el Coordinador, hacia el año 2025 se habrán instalado alrededor 4.000 MW, llegando a ser una porción relevante del sistema eléctrico, con lo cual el 30% del volumen de mercado durante horas solares operaría en condiciones especiales y sin señales de eficiencia. Por lo anterior, concluye la parte, la exclusión arbitraria de los PMGD y PMG del mecanismo de prorrata produce grandes distorsiones económicas y técnicas en el SEN.

Luego, la empresa hace referencia a las alternativas para implementar el ajuste a la inyección de energía de las centrales que operan con autodespacho.

En relación con lo manifestado por el Coordinador sobre la falta de visibilidad necesaria para realizar la coordinación de la operación de los PMGD ya que no poseería "observabilidad" en tiempo real de su operación, ni el equipamiento de monitoreo y comunicación necesarios para dicho efecto, PHC presenta las siguientes alternativas que en su opinión ilustran la viabilidad de realizar el ajuste:

(i) Método *ex-ante*: Vía programa, a través de una instrucción previa del Coordinador que, en base a una proyección, determine la cantidad máxima de generación de cada pequeño medio de generación, para un periodo de tiempo determinado.

(ii) Método *ex-post*: Vía balance, a través de la inclusión en el balance económico de transferencias de energía, de una disminución de la cantidad de energía que se remunera a las centrales que operaron con PE, equivalente a la prorrata de vertimiento que correspondería aplicar a todas las unidades afectadas.

(iii) Método tiempo real directo: Vía OTR, a través de la introducción de las mejoras solicitadas por el Coordinador en su citada carta, que le permitan realizar ajustes equivalentes a los que realiza con el resto del parque generador.

(iv) Método tiempo real indirecto: Vía instrucción a la empresa distribuidora, a través de la limitación de inyecciones que realiza el CdC, por orden del Coordinador, equivalente a la incorporada por el CEN en la sección N°9 del Procedimiento Interno, en que frente a contingencias que pongan en riesgo la seguridad del SEN se regulan las limitaciones de inyecciones a los generadores, incluidos los PMG y PMGD.

La interesada hace presente que la falta de equipamiento o información, en caso alguno puede actuar como un eximente para los PMGD de dar cumplimiento a la regulación vigente, o para que el Coordinador no aplique los ajustes a prorrata que en derecho proceden.

Para la generadora se evidenciaría que en momentos en que el SEN opera a costo marginal cero y no existe capacidad de colocación de la totalidad de la energía disponible, deben aplicarse reducciones de inyección a prorrata de la energía generada a la totalidad de las centrales generadoras coordinadas, incluidas aquellas que operen con autodespacho.

Enseguida, PHC argumenta que acceder a lo solicitado por la discrepante no representaría una extralimitación de las facultades del CEN.

La empresa afirma que lo solicitado por las discrepantes cumple todos los requisitos incorporados en el artículo 72-4 puesto que no contradice ninguna norma vigente y hace operativas las disposiciones contenidas en los artículos 72-1 de la LGSE y las demás disposiciones contenidas en su Título II BIS, "De la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional", así como del Reglamento de la Coordinación y del Reglamento de la Transmisión.

Agrega que las discrepantes no solicitan incorporar modificaciones regulatorias, sino que realizar una correcta interpretación de la norma existente. Agrega que su implementación no requiere modificación alguna a las normas que aplica el Procedimiento Interno. Sostiene que ejemplo de ello es el tenor literal del Artículo 45 que mandata incluir en el ajuste a las centrales que operen con autodespacho.

PHC sostiene a continuación, que el artículo 72-2 de la LGSE no eximiría al regulador de dar cumplimiento a los principios de la Coordinación contenidos en el artículo 72-1 de la LGSE.

La empresa indica que el artículo 72-2 de la LGSE contempla en su inciso primero la obligación de los coordinados de "sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente", para posteriormente, en su inciso segundo, explicitar que los PMGD son coordinados. Luego, prosigue, su inciso tercero señala que el "reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos".

Sostiene que el inciso tercero contiene una habilitación a que el reglamento incorpore exigencias diferenciadas a los coordinados atendiendo algunos factores respecto de la obligación contemplada en ese mismo artículo: "sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente". Además, prosigue, el artículo no incorpora una excepción a la obligación de sujetarse a la coordinación, sólo permite establecer exigencias diferenciadas, tales como tener distintos sistemas de comunicación, tener un desfase temporal en el envío de información y seguimiento de las instrucciones que emite el Coordinador, tener restricciones operacionales, y variadas metodologías de incorporación en la programación.

PHC destaca que no está incorporado en la facultad, que el inciso tercero le da al regulador, que las exigencias distintas que establezca dejen sin efecto los principios de la coordinación. Ello, agrega, puesto que los principios están consagrados en otro artículo, respecto del cual no se incluye la posibilidad de establecer exigencias distintas o excepciones.

Afirma que las normas reglamentarias que contengan exigencias distintas para los PMGD y PMG no pueden afectar, contradecir o dejar sin efecto los principios de la coordinación, puesto que no existe habilitación legal para aquello sino solamente para establecer exigencias distintas a quienes se sujeten a la coordinación.



Además, concluye en este aspecto, cualquier exigencia distinta que se incorpore en un reglamento, debe atender y respetar lo dispuesto en la legislación vigente, en particular la LGSE y sus principios de la operación del SEN.

A continuación, la empresa argumenta que la generación proveniente de centrales PMGD a que alude el Artículo 45 es una variable, no un parámetro.

Sobre este punto, PHC sostiene que el inciso primero del Artículo 45 expone un listado no taxativo de parámetros o datos a tener a la vista para la programación de la operación, en tanto que el inciso segundo contiene las variables que deben ser ajustadas: "la generación de estas deberá ser ajustada por el Coordinador" y "Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores".

Para la empresa, interpretar que la referencia a las centrales que operen con autodespacho y los autoprodutores fue incluida en el inciso segundo para que se tengan en consideración como parámetros de la operación representaría no sólo una contradicción a la literalidad de la norma, sino que también una contrariedad a la estructura con que se desarrolla el artículo, que incluye los parámetros en su inciso primero. Hace notar que el ajuste incluye a los autoprodutores en la misma categoría que las centrales que operan con autodespacho, por lo que ambos deberían tener el mismo tratamiento. En dicho contexto, agrega, no es razonable pensar que el regulador excluyó a los autoprodutores del ajuste a prorrata de su potencia máxima de inyección, puesto que no se observa ningún fundamento o disposición que lo ampare, ni razones que puedan hacer pensar que los autoprodutores deben encontrarse en una situación de privilegio respecto de las demás centrales, especialmente si se considera que la inyección de un autoprodutor no está limitada, por lo que podría superar la de muchas centrales PMGD y PMG.

La generadora concluye que el regulador incluyó explícitamente en el inciso segundo del Artículo 45 a las centrales que operan con autodespacho, precisamente para afectarlos con el ajuste que debe operar en caso de que se supere la capacidad de colocación del sistema.

Enseguida, PHC argumenta que la prohibición de discriminar entre usuarios de la red de transmisión es aplicable a las limitaciones de inyecciones.

Para la empresa el principio de la coordinación de la operación que mandata garantizar "el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión" tiene dos manifestaciones: permitir el acceso a las redes y la no discriminación en el uso de los sistemas de transmisión, una vez que la conexión ha sido realizada. Esta manifestación, agrega, es también reconocida en varias disposiciones, y alude a momentos en que la capacidad de las redes no es suficiente para permitir las inyecciones o retiros de todos los usuarios.

Destaca que el inciso primero del artículo 79 de la LGSE alude directamente a la no discriminación en el uso de las instalaciones de transmisión, cuando indica que estas pueden "ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión".

PHC sostiene que la alusión al pago del artículo 79 es una inequívoca demostración de que el inciso primero de dicho artículo alude al uso de las redes y no a la conexión a las mismas. Ello, continúa, puesto que los “pagos de la remuneración de la transmisión” le corresponden exclusivamente a quienes hacen uso de las redes.

La interesada hace presente que el Reglamento de la Transmisión explicita, en su artículo 11 (que transcribe), el mandato de no discriminar a los usuarios en el uso de las redes de transmisión, particularmente cuando se limitan las inyecciones. Precisa que los PMGD y PMG son usuarios de los sistemas de transmisión para todos los efectos legales según lo dispuesto por el artículo 81 de la LGSE, puesto que inyectan energía y potencia al sistema eléctrico y, además, efectúan retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla.

Concluye que, al hacer uso de los sistemas de transmisión y existir una prohibición de discriminación de los usuarios que hagan uso de estos, siendo aplicable dicha prohibición a casos donde no existe capacidad de colocación, quedaría en evidencia que excluir a los PMG y PMGD del ajuste sería contrario a la regulación vigente, y que el autodespacho puede operar sólo cuando no se arribe a momentos de exceso de oferta de inyección.

Para la empresa lo anterior no implica erradicar o abolir la institución reglamentaria del autodespacho, sino limitar su alcance y circunscribir su aplicación al cumplimiento de las disposiciones y principios que la LGSE y el Reglamento de la Coordinación.

Luego PHC sostiene que el ajuste debe aplicarse a las inyecciones de los generadores y no a los excedentes que ingresen al sistema de transmisión.

PHC afirma que son las inyecciones de energía las que hacen uso del sistema de transmisión, tal como señala el artículo 81 de la LGSE, por lo que aquellas serían las que deben someterse al ajuste en caso de superarse la capacidad de colocación del sistema.

Precisa que el uso de los sistemas de transmisión no corresponde a los excedentes que existan en zonas de distribución determinadas pues todas las inyecciones de PMGD participan del mercado de corto plazo, así como en el mercado de largo plazo, pudiendo firmar contratos con clientes en cualquier parte del sistema. Además, continúa, los clientes libres están obligados a remunerar y concurrir al pago del sistema de transmisión, incluso si están ubicados en una zona en la que se generan inyecciones netas a las líneas de transmisión.

Para la generadora entender que el uso del sistema de transmisión es realizado por los excedentes de generación que ingresan a este infringe la LGSE y representa una incongruencia con la forma de funcionamiento del mercado común del SEN, en particular la forma de asignar los cargos por uso del sistema de transmisión y la conformación del mercado de energía y potencia. Por ello, agrega, los ajustes que deben realizarse son a la inyección de los PMG y PMGD y no al excedente de energía que haga uso de los sistemas de transmisión.

Por último, la empresa argumenta que los pagos laterales que representan los precios estabilizados deben ser considerados en la optimización del mercado de corto plazo.

La interesada indica que el artículo 3-46 de la NTCyO señala que dentro de los pagos laterales se consideran "las diferencias de valorización de inyecciones de los PMGD y PMG que están sujetos a un régimen de PE respecto al Costo Marginal Real en su barra correspondiente". Agrega que el artículo 3-31 de la misma norma dispone que "son parte del Mercado de Corto Plazo (...) los pagos laterales que deben ser efectuados en conformidad con el artículo 3-46".

Según la empresa, lo anterior permite concluir que los precios estabilizados son parte del mercado de corto plazo, el que de conformidad con la normativa vigente debe operar atendiendo los principios de la coordinación. Ello, continúa, se desprende no sólo del mandato del artículo 72-1 de la LGSE, sino que también del Reglamento de la Coordinación (art. 141) y de la definición de mercado de corto plazo de la NTCyO (art. 1-4, numeral 27).

Para la generadora la creciente penetración de energía renovable variable presiona al alza los costos de SSCC y pagos laterales al activar restricciones operacionales de unidades despachables (tiempos de estabilización, tasas de adquisición o desprendimiento de carga, mínimos técnicos, entre otros) o sistémicas (inercia y/o demanda mínima), por lo que la no optimización de todos los activos sujetos a coordinación no garantizaría la operación más económica de las instalaciones de sistema eléctrico. Todo ello, agrega, se acentúa al no considerar a los PMGD y PMG en el ajuste a prorrata de potencia de inyección.

Concluye que, según lo señalado en la NTCyO, los precios estabilizados, al generar pagos laterales, deben atender al principio de operación más económica. Por ello, prosigue, no es procedente que, al no existir capacidad de colocación suficiente para la energía disponible, se discrimine positivamente a la energía autodespachada que funciona con PE, ya que esto atentaría contra el principio de "operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico" señalado en el artículo 72-1 de la LGSE.

En virtud de lo anteriormente expuesto, PHC solicita al Panel tener presentes las observaciones y consideraciones de hecho y de derecho expuestas, y acoger la discrepancia presentada por Acciona.

## **2.8 Presentación de PMGD Holdco**

PMGD Holdco calidad de interesada afirma que el Coordinador ha realizado una adecuada aplicación de la regulación vigente. A su entender, existen reglas expresas que determinan que los únicos ajustes que pueden realizarse a la generación de unidades de PMGD son aquellos que se fundamentan en la seguridad del servicio. Agrega que, si el Coordinador hubiese tomado cualquier otro camino en el Procedimiento Interno, habría cometido una infracción al Reglamento MGPE.

Además, sostiene que el Coordinador sí habría entregado las directrices necesarias bajo la regla del Artículo 45.

En primer lugar, señala que la regla del citado artículo 45 establece expresamente que los ajustes deben realizarse de acuerdo con la normativa vigente. Al respecto, señala que es precisamente la normativa vigente - Reglamento MGPE - la que dispone que la única forma de limitar las inyecciones de PMGD y PMG autodespachados es por razones de seguridad.

En segundo lugar, indica que a su juicio el Reglamento MGPE prima sobre el Reglamento de la Coordinación, tanto por su especialidad como por su temporalidad.

En tercer lugar, continúa, si se considerase que deben existir “medidas de control de esos flujos”, se trata de una decisión que le corresponde adoptar al regulador sectorial y no al Coordinador. Si este último hubiese acogido las solicitudes de considerar la generación de centrales que operen con autodespacho en la prorrata de reducción, se encontraría en clara contravención e infracción de lo establecido en el Reglamento MGPE, de la forma de operación del sistema, y de la estructura regulatoria diseñada para los PMGD y PMG autodespachadas.

A su juicio, HRL realiza una interpretación de la regulación que no se ajustaría al diseño regulatorio del sector.

PMGD Holdco sostiene que la LGSE permite expresamente establecer exigencias distintas a los coordinados.

Al respecto, sostiene en primer lugar que, contrario a lo manifestado por HRL, la existencia de regulaciones o exigencias distintas a distintos tipos de coordinados (dada su capacidad, tecnología, etc.) no implicaría en caso alguno un caso de discriminación arbitraria.

Indica que de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-2 de la LGSE, los PMGD son también coordinados.

A continuación, destaca que el legislador estableció que el reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.

Así, y refiriéndose a las alegaciones de HRL, de que las secciones N°4 y N°7 del Procedimiento Interno establecerían una discriminación arbitraria, PMGD Holdco afirma que sería la propia LGSE la que reconoce la diversidad que puede existir entre distintos actores, y que la regulación puede reconocer dicha diversidad al establecer distintas exigencias a los coordinados.

Para la empresa, la única limitación a las inyecciones que puede imponer el Coordinador a un PMGD y un PMG con autodespacho se encuentra en el Reglamento MGPE. Al respecto señala que en los artículos 93 y 94 de esta normativa se establece la forma de operación y coordinación de los PMGD. A su juicio, como principio, los PMGD siempre operan con autodespacho, lo que en sus palabras “implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. (...) Para los efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la Empresa Distribuidora como con el Coordinador (...)”.

Añade que de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 literal c) de la misma norma, el autodespacho es un “[r]égimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación

del sistema efectuada por el Coordinador y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

De esta forma, continúa, las unidades de generación con autodespacho se mantienen en dicho régimen o modalidad mientras no se vea afectada la seguridad del servicio. Así, para PMGD Holdco la única forma de limitar el autodespacho, si no existe una regla particular aplicable, es la seguridad.

A modo de ejemplo de lo anterior, menciona el Decreto Preventivo de Racionamiento, el que incluyó una regla particular con arreglo a la cual las unidades de generación con autodespacho debían sujetarse a la coordinación de la operación por parte del Coordinador, para efectos de ser despachados de acuerdo al orden económico, cuando este lo requiera, durante todo el periodo de vigencia del referido decreto.

Por su parte, prosigue, el artículo 102 del Reglamento MGPE regula de manera específica los límites asociados al autodespacho de los PMGD. Agrega que en este se entregan facultades al Coordinador para tomar medidas cuando esté en riesgo la seguridad del servicio, es decir, prosigue, en el caso de ocurrencia de contingencias.

En consecuencia, sostiene que los PMGD se encuentran obligados a operar bajo un régimen de autodespacho, no se encuentran sujetos a la operación económica, y sólo pueden ser limitados por razones de seguridad.

Señala que la misma regla, pero establecida en el artículo 120 del Reglamento MGPE, sería aplicable a los PMG.

A continuación, transcribe el inciso segundo del Artículo 45. De su lectura, PMGD Holdco concluye que el regulador no estableció en este una inclusión directa de las unidades de generación con autodespacho y autoproductores para los efectos del ajuste por falta de capacidad de colocación. Afirma que, por el contrario, se señaló expresamente que esta queda limitada a la normativa vigente. Añade que la normativa vigente es el Reglamento MGPE, el que establece que los PMGD se encuentran obligados a operar bajo un régimen de autodespacho, no se encuentran sujetos a la operación económica, y que sus inyecciones solo pueden limitarse por razones de seguridad.

En su interpretación, el Reglamento de la Coordinación debe subordinarse al Reglamento MGPE, tanto por especialidad como por temporalidad. Agrega que de allí la importancia de la mención a la normativa vigente que se hace en el primero. En efecto, prosigue, el Reglamento MGPE es una normativa especial que regula específicamente a los MGPE. El Reglamento de la Coordinación, en cambio, es una norma general (para estos efectos) que reglamenta la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional.

Indica que, a su vez, el Reglamento MGPE fue publicado en el año 2020, mientras que el Reglamento de la Coordinación en el año 2019. En ningún caso, agrega, el Reglamento de la Coordinación podría contravenir lo dispuesto en el Reglamento MGPE. Concluye que el Procedimiento Interno lo único que está recogiendo es un mandato claro y expreso (de

acuerdo con la normativa vigente) de aplicar la regulación aplicable a la prorrata de inyecciones por limitaciones en la colocación.

PMGD Holdco afirma que el Coordinador no tendría facultades para establecer reglas distintas a las del Reglamento MGPE. A su entender el legislador en el artículo 72-4 de la LGSE, le otorga facultades al Coordinador para definir procedimientos internos. No obstante, sostiene que el ejercicio de estas facultades se encuentra limitado por la normativa vigente, dentro de las cuales está el Reglamento MGPE. Agrega que el Coordinador no puede entonces imponer más limitaciones a las unidades generadoras autodespachadas que las establecidas en el Reglamento MGPE. Por lo tanto, a su entender la discrepancia carece de sustento.

En presentación complementaria PMGD Holdco se refiere a ciertos aspectos discutidos en la Audiencia Pública del 8 de septiembre de 2023.

Aborda en primer término la posición de las discrepantes que, a su juicio, contraviene la regulación aplicable a los PMGD y los PMG con autodespacho en su conjunto, y no sólo a la definición legal de autodespacho.

Sostiene que un elemento reiteradamente discutido en la Audiencia Pública fue la interpretación normativa respecto a la contradicción entre el Artículo 45, y la definición de autodespacho contenida en el artículo 7 literal c) del Reglamento MGPE, replicada en el artículo 2 del Reglamento de la Coordinación.

A su entender, la contradicción no se limitaría a la definición de autodespacho, sino que se extiende al régimen de los PMGD y los PMG con autodespacho en su conjunto. A su juicio, esto implica que, al contrario de lo sostenido por una de las discrepantes, el Artículo 45 no es una norma compatible y complementaria con el Reglamento MGPE. Destaca que, según señalan expresamente el segundo considerando y el artículo 1 del Reglamento MGPE, este tuvo por objeto regular la operación y coordinación de los MGPE.

Agrega que en expresa aplicación del artículo 72-2 de LGSE, el Reglamento MGPE estableció una regulación diferenciada y coherente para estos medios de generación, incluyendo, entre otros elementos, un PE y el consecuente régimen de autodespacho para la inyección de sus excedentes de energía.

En dicho contexto, prosigue, se estableció claramente que estos medios no se encuentran sometidos a la optimización económica que realiza el Coordinador, lo que a su juicio no solo se desprende del mencionado artículo 7 literal c) del Reglamento MGPE, sino que también de los artículos 93 y 110 de esta misma norma. Reitera que las limitaciones a las que están sometidos se refieren exclusivamente a resguardar la seguridad y calidad del servicio, lo que afirma se desprende de los artículos 7 literal c), 94, 114, 103, 102 y 120, entre otros.

PMGD Holdco enfatiza que sería precisamente esta coherencia regulatoria la que se transgrediría de aplicarse lo solicitado por los discrepantes.

El siguiente punto que aborda PMGD Holdco se refiere a que la inconsistencia en las peticiones de Acciona<sup>19</sup> ratificaría que los ajustes a prorrata de la potencia máxima solicitados por HRL contravendrían la naturaleza de los PMGD y PMG con autodespacho.

Señala que llama la atención la posición de Acciona de modificar en la Audiencia Pública lo solicitado en la discrepancia. A su juicio, esto ocurriría porque Acciona es consciente de la inconsistencia regulatoria que se produciría de aplicarse la solicitud de las discrepantes en cuanto aplicar el ajuste a prorrata de la potencia máxima de cada unidad de generación, de acuerdo con el Artículo 45.

Por esta razón, a su entender, en la Audiencia Pública Acciona terminó solicitando que se aplique la prorrata del Artículo 45 a la magnitud de los flujos que hacen uso de los sistemas de transmisión, señalando expresamente que excluían de su solicitud los flujos que quedan dentro de la red de distribución.

A juicio de PMGD Holdco, la posición de Acciona ratificaría que la aplicación del Artículo 45, tal como se encuentra establecido, contravendría la naturaleza de los medios de generación que operan con autodespacho. Añade que ratifica que el ajuste a prorrata de la potencia máxima, como solicita HRL, iría en contradicción regulatoria con la naturaleza y funcionamiento de estos medios de generación.

PMGD Holdco considera que la petición de Acciona debe ser rechazada. Primero, porque contradeciría su propia petición realizada en su escrito de discrepancia, lo que implica que debe ser desestimada de plano, ya que el procedimiento de las discrepancias no permite modificar lo pedido. Segundo, contravendría la propia regla del Artículo 45, que dispone expresamente que el ajuste debe realizarse a prorrata de la potencia máxima (justamente una regla que de aplicarse iría en contradicción regulatoria con la naturaleza y funcionamiento de estos medios de generación), y no a prorrata de los flujos que hacen uso de los sistemas de transmisión.

Según PMGD Holdco el Coordinador habría interpretado correctamente la normativa vigente. Agrega que parte relevante de la Audiencia Pública se destinó a interpretar el mencionado Artículo 45, en cuanto dispone que “[e]ste ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

La empresa considera que existen una serie de consideraciones que permiten concluir que dicha disposición no puede primar sobre la regulación del Reglamento MGPE.

En primer lugar, prosigue, existiría un argumento de texto. El regulador no estableció en el Artículo 45 una inclusión directa de las unidades de generación con autodespacho y

---

<sup>19</sup> El Panel de Expertos acordó que las Audiencias Públicas de las Discrepancias N°44-2023 y N°45-2023 se realizarán conjuntamente, en una sola audiencia, el 8 de septiembre de 2023. Por ello el texto complementario de HRL incluye también observaciones referidas a la presentación de Acciona en dicha audiencia.



autoprodutores para los efectos del ajuste por falta de capacidad de colocación. Por el contrario, prosigue, quedó expresamente señalado que esta queda limitada a la normativa vigente.

Al respecto, reitera que la normativa vigente es precisamente el Reglamento MGPE en su conjunto, el que establece que los PMGD y los PMG con autodespacho se encuentran obligados a operar bajo un régimen de autodespacho, no se encuentran sujetos a la operación económica, y que sus inyecciones solo pueden limitarse por razones de seguridad.

En segundo lugar, continúa, no existiría la eventual contradicción normativa referida en la Audiencia Pública, en cuanto a que la regulación permite hacer algo que luego esta misma prohíbe. Esto, continúa, por cuanto el Reglamento de la Coordinación corresponde a la norma general sobre la coordinación y operación del SEN, que al condicionar su aplicación a la "normativa vigente" implicaría que reconoce expresamente que las reglas generales de coordinación quedan supeditadas a la normativa especial que pueda regular esta materia, y que puede alterar, contradecir o establecer diferencias con las reglas generales.

A su juicio, tampoco existiría la eventual contradicción normativa derivada de la definición de autodespacho establecida en el artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, según se discutió en la Audiencia Pública. Acota que dicha definición hace referencia expresa al DS 244, norma antecesora del Reglamento MGPE, al señalar que "no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N°244, de 2005 (...) o a aquel que lo reemplace".

La empresa sostiene que la aplicación de la normativa es dinámica. Al momento de dictarse el Reglamento de la Coordinación, la normativa vigente era el DS 244, y por ello se sujetó el autodespacho a lo allí dispuesto. Se estableció, sin embargo, que dicho reglamento podía cambiar, y al efecto se dispuso que estaría sujeto a aquel que lo reemplace. Posteriormente se dictó el Reglamento MGPE, que ratificó dicha definición, ahondando aún más en cuanto a las limitaciones basadas en seguridad sin establecer normas de limitación al autodespacho en base a ajustes a prorrata de la potencia máxima, tal como ya señaló. Añade que de hecho todas las normas de limitaciones con base a la seguridad del Reglamento MGPE, que fueron anteriormente referidas más arriba, no estaban en la versión original del DS 244.

En tercer lugar, PMGD Holdco sostiene que aun cuando existiera una eventual contradicción normativa, lo cierto es que en dicha contradicción debería primar el Reglamento MGPE sobre el Reglamento de la Coordinación, tanto por el criterio de especialidad como el de temporalidad.

En cuarto lugar, continúa, aplicar el ajuste a prorrata de la potencia máxima instalada, según exige el Artículo 45, contraviene la naturaleza de los PMGD, que inyectan su energía en la red de distribución.

Según PMGD Holdco, las inconsistencias expuestas ratifican la postura del Coordinador, en cuanto a que esta materia depende del regulador. Al respecto señala que tanto el hecho de que las normas técnicas no están adecuadas para que se pueda implementar lo solicitado por

los discrepantes; como que el Reglamento MGPE no considera límites al autodespacho relativos a un ajuste por falta de capacidad de colocación; y que, tal como señaló el Coordinador en la Audiencia Pública, este carece de la información para implementar una medida de esta naturaleza, implica que si eventualmente se considerase que deben existir “medidas de control de esos flujos”, se trataría de una decisión que corresponde adoptar al regulador sectorial y no pasa por una decisión del Coordinador.

Para la empresa, lo que se buscaría mediante estas discrepancias es resolver un asunto de cargo del regulador sectorial mediante un procedimiento interno. Afirma que sin embargo, el Coordinador no tiene facultades para establecer reglas distintas a las establecidas en la regulación vigente, particularmente en materia de prorratas del autodespacho, mediante este tipo de procedimientos. Sus competencias se limitan a adoptar procedimientos para el cumplimiento de sus funciones, dentro de las que está coordinar a los usuarios del sistema, y no resolver políticas regulatorias.

De lo anterior concluye que no corresponde que en un procedimiento interno se incorporen reglas que restrinjan la producción e inyección al sistema de PMGD y PMG con autodespacho, que desconozcan el funcionamiento histórico del sector y, en especial, la regulación particular otorgada y aplicable a los PMGD y a los PMG que operan con autodespacho. En definitiva, en su opinión, según se expresa en el considerando sexto del Reglamento MGPE, esta norma buscó “dotar de certeza a los actores del mercado”. Sostiene que dicha certeza se logró mediante la claridad normativa y de su consecuente aplicación, que permitió importantes inversiones en PMGD y PMG con autodespacho. De lo anterior concluye que modificar de esta forma la norma y su aplicación atentaría directamente en contra de dichos bienes jurídicos.

En virtud de lo anteriormente expuesto, PMGD Holdco solicita al Panel tener por planteadas las observaciones a la discrepancia presentada por Acciona y, en definitiva, rechazarla.

## **2.9 Presentación del Coordinador**

El Coordinador indica que el Procedimiento Interno tiene por objeto consolidar aquellas metodologías de trabajo y requerimientos de detalle necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones. En lo específico, resolver e instruir a las empresas coordinadas el ajuste de la producción de las unidades generadoras de igual costo variable, cuando en el sistema eléctrico no se tiene capacidad de colocación suficiente para todas ellas.

Para el Coordinador, las argumentaciones de la discrepante se articulan en torno a tres ejes: (i) que el Procedimiento Interno incumpliría la normativa; (ii) que la operación económica sí puede corregir el autodespacho; y (iii) que el Procedimiento Interno establecería un criterio discriminatorio con efectos anticompetitivos y consecuencias de ineficiencia económica que son asumidos por los clientes finales.

Respecto de esta última materia, indica que lo que plantea la discrepante no le sería desconocido. Agrega que prueba de ello son las cartas que dirigió su Consejo Directivo al ministro de energía el 12 de julio y el 18 de agosto de 2023, en las que recomienda

modificaciones normativas en virtud del ámbito que otorga el artículo 190 del Reglamento de la Coordinación.

El CEN afirma que mientras no se materialicen las modificaciones normativas señaladas en las cartas mencionadas, el Procedimiento Interno no puede propiciar iniciativas que entren en conflicto con la normativa vigente. Añade que, de hacerlo, significaría actuar en contra de la LGSE, refiriéndose de manera ejemplar a sus artículos 72-1 y 72-4. Respecto del artículo 72-1 el CEN destaca que la coordinación se deberá efectuar de acuerdo con las normas técnicas que determinen la Comisión, la LGSE y la reglamentación pertinente, y respecto del artículo 72-4, que los procedimientos internos deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente.

El Coordinador indica que siendo lo observado una materia respecto de la cual no debe actuar, porque a su juicio con ello se estaría en contra de la LGSE, no hará un mayor análisis de este argumento, y se centrará sólo en la revisión de los demás argumentos presentados.

Agrega que el primer argumento se refiere a la respuesta a las observaciones de los coordinados. Sobre el particular, indica que presentó el Procedimiento Interno para observaciones, ocasión en la que hubo varias consultas respecto de por qué “el Coordinador interpreta que a las centrales con Autodespacho PMGD y PMG solo les aplica la reducción establecida en los artículos 102 y 120 respectivamente. Es decir, solo las ajustará en caso de producirse contingencias que pongan en riesgo la seguridad local de alguna Empresa Distribuidora y la seguridad zonal”.

El CEN señala que su respuesta a esa observación fue que la normativa vigente para “considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho” se encuentra en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. Agrega que ambos establecen que el Coordinador puede limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con autodespacho “debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico”. Por lo anterior, concluyó que el Procedimiento Interno sería consistente con ambos reglamentos cuando contempla la limitación de estos medios de generación ante una contingencia que pueda poner en riesgo la seguridad de servicio en el SEN.

Es decir, agrega, por una parte están a) los medios de generación que no son autodespachados y cuya generación resulta de la optimización de la operación segura y económica del sistema eléctrico; y, por otra, están b) los medios de generación que son autodespachados y en que el propietario u operador de estos determina el excedente que aportará a la red de distribución o al sistema eléctrico, según corresponda, en tanto se preserve la seguridad del servicio dispuesta en la coordinación de la operación del sistema eléctrico.

Luego el Coordinador sostiene que el Procedimiento Interno sí cumple con la normativa. Al respecto, transcribe el Artículo 45, y de su lectura advierte que este se refiere a aspectos muy específicos y que, en los hechos, no tendrían relación alguna con los argumentos presentados por la discrepante. Al respecto detalla lo siguiente:

- (i) Este artículo se encuentra en el capítulo relativo a las actividades del Coordinador para efectuar la programación de la operación de las instalaciones del SEN, "proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación", como lo indica el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación.
- (ii) El artículo establece la regla que debe aplicar el Coordinador cuando "no exista capacidad de colocación suficiente" para un conjunto de unidades generadoras con igual prioridad de colocación. Es decir, prosigue, fija la regla para reducir la producción cuando se puede abastecer la demanda del sistema de varias formas, todas ellas técnicamente factibles y económicamente eficientes por igual, y en que el Coordinador está obligado a escoger sólo una de esas formas.
- (iii) La regla dispuesta por este artículo es tecnológicamente neutra y consiste en ajustar la generación "a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima". En consecuencia, continúa, es una fórmula para escoger una solución única y que resulte indiferente frente a la optimización del problema.
- (iv) El Procedimiento Interno actúa en coherencia con el Reglamento de la Coordinación, al disponer que las unidades generadoras que deben verse ajustadas por este proceso son sólo aquellas que pueden modificar el resultado de la optimización del problema o que en términos de la formulación del problema son variables de decisión. Acota que, en consecuencia, la generación de todas las otras unidades generadoras, como las que se encuentran a mínimo técnico, las que tienen limitaciones o restricciones operativas, o "la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho", deberán permanecer inalteradas, considerando que se trata de variables que no se pueden modificar.
- (v) Finalmente, el Coordinador sostiene que Procedimiento Interno actúa en coherencia con el Reglamento de la Coordinación, al considerar "la normativa vigente" respecto de la generación proveniente de unidades generadoras que operen con autodespacho. Agrega que la definición de autodespacho se encuentra tanto en el Reglamento de Coordinación como en el Reglamento MGPE. Añade que ambas normativas establecen que estas unidades generadoras "no están sujetas al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador" y, ambas serían consistentes en cuanto a que esa condición se mantiene "en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico".

Con base a lo anterior el Coordinador concluye que la operación económica no podría corregir el autodespacho, por lo tanto, sostiene que no se puede pretender que el Procedimiento Interno actúe en contraposición a la normativa vigente.

Luego el CEN transcribe las definiciones de autodespacho que se incluyen en los artículos 2 a) del Reglamento de la Coordinación y en el 7 del Reglamento MGPE. Sobre la base de estos

afirma que la generación de una unidad generadora que opera bajo este régimen sería un “dato” para la programación de la operación del sistema eléctrico, es decir, a su juicio no sería una variable de decisión, conclusión que afirma se desprendería del artículo 53 del Reglamento de la Coordinación. Agrega que el Coordinador sólo puede intervenir ese régimen “debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico”, conforme a la regla excepcional establecida en el Artículo 45.

Por otra parte, el Coordinador afirma que no sería cierta la relación causa-efecto argumentada por Acciona, con arreglo a la cual esta discrepante sostiene que si las unidades generadoras no fueron discriminadas al momento de acceder a los sistemas de transmisión, entonces éstas no podrían ser discriminadas al momento de tener que ajustar su generación para poder alcanzar la capacidad de colocación máxima.

Al respecto, el Coordinador señala que no se puede afirmar que es un hecho cierto e irrefutable que los PMGD y PMG con autodespacho deben reducir su producción junto con las demás unidades generadoras que tienen igual costo variable de producción, porque la definición de acceso abierto del artículo 79 de la LGSE establece que las instalaciones de los sistemas de transmisión pueden “ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios”.

Agrega que, a mayor abundamiento, las condiciones no discriminatorias a las que hace referencia dicho artículo 79 se encuentran regladas en el artículo 10 del Reglamento de la Transmisión, habiendo sido definidas como “condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, aquellas condiciones no arbitrarias que permiten un tratamiento transparente y objetivo respecto de quienes soliciten la conexión y se conecten a las instalaciones”.

En definitiva, el CEN reitera que Acciona se equivoca cuando pretende que las reglas aplicables al acceso abierto, en el contexto de la interconexión de un proyecto, pueden ser una razón suficiente para alterar o corregir las reglas asociadas a la programación de la operación establecidas en el Artículo 45, más aún cuando en los hechos, en lugar de discriminar, lo que hay es una razón regulatoria para reducir la inyección de los PMGD y PMG que operan con autodespacho únicamente para preservar la seguridad del servicio y no por motivos económicos.

Según el CEN la discrepante solicitaría que el Procedimiento Interno desdibuje la definición de autodespacho, al exigir que el régimen de operación de estas unidades generadoras sí “se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador”, en los momentos en que no exista capacidad de colocación suficiente para el conjunto de las unidades generadoras que comparten la misma posición en el “listado de prioridad de colocación”.

Agrega que dicha solicitud desconocería el mandato del Artículo 45 respecto de la consideración de la generación proveniente de unidades generadoras que operen con autodespacho en este ajuste en la programación de acuerdo a la normativa vigente que les es aplicable. A su entender, tal normativa: (i) dispone que las unidades generadoras con

autodespacho no se encuentran sujetas a la optimización de la operación del sistema; y (ii) que sólo es posible modificar el autodespacho en tanto se ponga en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. En definitiva, para el CEN las modificaciones al Procedimiento Interno solicitadas por la discrepante estarían en conflicto con la normativa vigente, por lo tanto, prosigue, si ellas se materializan llevarán al Coordinador a incumplir con su deber de contar con un instrumento que se ajuste “a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente”.

En escrito complementario el Coordinador hace presente que en la Audiencia Pública, Acciona precisó un cambio en el alcance de su solicitud al Panel. Es decir, prosigue el CEN, Acciona solicitó durante la Audiencia Pública “que se aplique la prorrata de reducción del artículo 45 únicamente a la magnitud de flujos de esos PMGD, pero que hagan uso de los sistemas de transmisión, no a los flujos que eventualmente podrían permanecer dentro del sistema de distribución”, para poder dar “cumplimiento legal del uso no discriminatorio del sistema de transmisión nacional por parte de todos los agentes”.

Para el Coordinador, en rigor, y desde una perspectiva formal, este cambio en la presentación de Acciona está en conflicto con lo dispuesto por el artículo 211 de la LGSE.

A juicio del CEN, no obstante las correcciones hechas por Acciona en la Audiencia Pública, ambas alternativas de modificación al Procedimiento Interno presentadas por la discrepante entran en conflicto con la normativa vigente.

El CEN sostiene que el Procedimiento Interno recoge el texto del Artículo 45 dentro del marco en que se desarrolla y, por lo tanto, dentro del alcance previsto por ese reglamento y en armonía con la demás normativa vigente (LGSE y Reglamento MGPE).

En este contexto, agrega que el artículo 149 de la LGSE establece la existencia de las transferencias entre empresas eléctricas que poseen instalaciones que operan en un sistema eléctrico y que están sujetas a los principios de la coordinación de la operación en los términos dispuestos en el artículo 72-1 de la LGSE.

De lo anterior, el CEN concluye que la LGSE distingue una excepción para cierto tipo de unidades generadoras, particularmente los pequeños medios de generación, y dispone la existencia de un reglamento que se encargará de resolver “la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación” de estas unidades generadoras.

El Coordinador destaca que el Artículo 45 es funcional a aquella parte de esta norma que define el proceso para “efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional” y que, entre otras cosas, prosigue, describe la regla que debe aplicar cuando se necesita reducir la inyección de las unidades generadoras que comparten la misma posición en el listado de prioridad de colocación, porque de lo contrario se excedería la capacidad de colocación máxima que se puede alcanzar.

Agrega que la disposición de este artículo que indica que “Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”, cumpliría con lo dispuesto por la LGSE

en cuanto a que debe haber un reglamento que defina “la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación” de las unidades generadoras que operen con autodespacho.

El Coordinador afirma que, en estos términos, el Procedimiento Interno transcribe el Artículo 45 de la siguiente forma:

- 1.- Las unidades generadoras del SEN se dividen en dos grupos complementarios entre sí:
  - a. Un primer grupo que está conformado por las unidades generadoras que operen con autodespacho y autoprodutores.
  - b. Un segundo grupo conformado por el resto de las unidades generadoras del SEN, es decir por todas aquellas unidades generadoras que no integran el primer grupo.
- 2.- Si en la programación de la operación se advierte el hecho de que “exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas”, entonces:
  - a. En este escenario la demanda del sistema eléctrico se puede abastecer de varias formas, todas ellas técnicamente factibles y económicamente eficientes, no obstante, el Coordinador está obligado a escoger sólo una de esas formas.
  - b. La regla dispuesta por este artículo es que el Coordinador debe ajustar la generación de las unidades generadoras con igual costo en el listado de prioridad de colocación, “a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima”.
  - c. Este artículo dispone además que ese ajuste debe “considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente”.
- 3.- La pregunta que cabe hacerse a continuación es de qué manera se debe “considerar” a las unidades generadoras que conforman el primer grupo, en particular a las unidades generadoras que operan con autodespacho.
- 4.- La respuesta que ha dado el Coordinador a esta pregunta se sustenta en el tratamiento que la “normativa vigente” le da a este tipo de unidades generadoras. Es decir, sobre la base de lo dispuesto por el Reglamento de la Coordinación en el literal a) de su artículo 2, y lo establecido en el DS 244 hasta el 08 de octubre de 2020 y el Reglamento MGPE desde entonces.

A continuación, el Coordinador se refiere al artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, en particular a su literal a), que define el régimen de autodespacho, como aquel que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el CEN en los términos establecidos en el DS 244, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.



A juicio de este organismo, de acuerdo con lo establecido por el Reglamento de la Coordinación, a las unidades generadoras que operan con autodespacho se les debe “considerar” con la inyección que determine su respectivo propietario u operador, y que esa inyección se debe sostener, tanto en la programación como en el despacho, “en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

El CEN señala que el Reglamento de la Coordinación dispone que el alcance del autodespacho es materia de un reglamento específico, como lo es el DS 244 o, en su ausencia, aquel que lo reemplace.

Luego, junto con transcribir los literales a) y b) del artículo 1 del DS 244, que define los PMGD y PMG respectivamente, transcribe el literal i) del artículo 6 de la misma norma, que define a un medio de generación con autodespacho como aquel cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC.

De lo anterior el Coordinador concluye que el régimen de autodespacho sería un “dato” para la programación de la operación del sistema eléctrico. Es decir, acota, no sería una variable de decisión para el problema, y esa condición se mantiene a lo largo de todo el proceso que conduce el Coordinador “en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

Enseguida el CEN aborda el tema de que el Reglamento MGPE derogó el DS 244, haciendo presente que en lo que respecta a la definición de autodespacho, “el texto vigente sería prácticamente una transcripción del DS125/2017”.

A continuación, transcribe la definición que de autodespacho se hace en los artículos 7, literal c) del Reglamento MGPE y 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación.

En resumen, el Coordinador sostiene que el Procedimiento Interno dispone de una interpretación armónica y consistente entre: (i) la programación de las unidades generadoras con autodespacho; y, (ii) la programación de las unidades generadoras que tienen igual prioridad en el despacho económico y no hay capacidad de colocación suficiente para todas ellas.

Agrega que, en ese sentido, cuando el Artículo 45 expresa que “[e]ste ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”, para el Coordinador significa que debe “considerar” las inyecciones informadas por los propietarios u operadores de las unidades generadoras que operen con autodespacho, y que esas inyecciones se pueden sostener a lo largo del proceso que conduce el Coordinador “en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

Respecto de la solicitud de la discrepante, en orden a reducir también la generación de las unidades generadoras autodespachadas, el Coordinador afirma que sólo puede ajustar la generación de las unidades generadoras que están sujetas al despacho económico, y en ese conjunto no están las unidades generadoras que operen con autodespacho, tal como lo establece su propia definición.

El CEN afirma que, contrario a lo que sostiene la discrepante, el ajuste del despacho económico dispuesto por el Artículo 45 no puede corregir el autodespacho; o, alternativamente, prosigue, la programación de la operación sólo puede corregir el autodespacho si con ello se da cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

El CEN sostiene que lo anterior se vería reforzado por lo dispuesto en el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación que establece:

“La 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”.

En definitiva, para el Coordinador el término “costo total actualizado de abastecimiento” sólo ajusta o incide en la generación de las centrales que efectivamente se encuentran sujetas “al resultado de la optimización de la operación del sistema” y, en consecuencia, exime a las unidades generadoras que operen con autodespacho, aunque ellas hayan optado por un régimen de PE.

Agrega que la excepción para permanecer con autodespacho ocurre sólo cuando se está frente a “la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”, tal como se establece en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. El primero referido a los PMGD y el segundo a los PMG que operen con autodespacho. Al respecto, el Coordinador destaca que estos artículos lo facultan, en caso de verificarse tales contingencias, a limitar las inyecciones de estos medios de generación.

El CEN indica que lo que pide la discrepante es que las unidades generadoras que operan bajo el régimen de autodespacho puedan ser reducidas también por motivos económicos. Dicho de otra forma, prosigue, que el Coordinador elabore un procedimiento que colisione con la normativa vigente, al pretender que se establezca que todo aquel que opere con autodespacho se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema, en los momentos en que no exista capacidad de colocación suficiente para el conjunto de unidades generadoras que tienen igual costo en el listado de prioridad de colocación.

Con relación a lo manifestado por las contrapartes en la Audiencia Pública, en el sentido de que el Procedimiento Interno establecería un criterio discriminatorio, con efectos anticompetitivos e ineficiencias económicas, y cuyas consecuencias terminan afectando a las demás empresas generadoras que realizan retiros del sistema eléctrico y, en definitiva, a los clientes finales, el CEN reitera que ello no le es desconocido. Agrega que como prueba de ello son las cartas de su Consejo Directivo al ministro de energía del 12 de julio y del 18 de agosto de 2023, en que se recomiendan modificaciones normativas en virtud del ámbito que otorga el artículo 190 del Reglamento de la Coordinación, en el ejercicio de su función de monitoreo de la competencia.

Precisa que, en este contexto, expresó a la autoridad lo siguiente:

- Lo indicado en sus informes de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico, en que se recomienda “modificar el mecanismo de estabilización de precios considerando el aumento significativo de episodios de congestiones y recortes de inyecciones de energía renovable variable, así como la ineficiencia generada por la eliminación de la señal de precios nulos en horas solares”; y,
- El aporte que hizo el Coordinador durante el proceso de la consulta pública para la modificación normativa de la NTCO, en que se sugirió que los PMGD que están llamados a reducir sus inyecciones, cuenten con el personal operativo o los sistemas de control vía telemando, para poder atender oportunamente las instrucciones. De esta forma, es posible alcanzar un nivel de visualización en tiempo real de la generación de los PMGD y, con ello, resolver aquellas acciones a favor del sistema eléctrico.

Es decir, prosigue, en ambas cartas se plantean propuestas de mejoras normativas respecto del PE (Competencia) y de los Mecanismos para poder visualizar a los PMGD (Operación Segura y Económica). Agrega que estimó oportuno citar estas cartas ante el Panel, para poder corregir el sentido que le dieron las empresas generadoras que confrontan el Procedimiento Interno.

Para el Coordinador, independiente de que la petición de la discrepante requiere de cambios regulatorios, ya sea respecto del PE, la visibilidad a los PMGD desde el sistema eléctrico y la facultad para que el Coordinador pueda intervenir el autodespacho por motivos económicos, advierte que actualmente sería un hecho cierto e indiscutido que existen dificultades tecnológicas que no están resueltas y que tienen a los PMGD fuera del estándar del SITR. Añade que, por lo tanto, mientras no sea técnicamente factible ajustar la generación de los PMGD, en sintonía con el resto de las unidades generadoras del sistema eléctrico, la corrección que pide la discrepante al Procedimiento Interno sería impracticable.

En definitiva, concluye que de acuerdo con lo expuesto en esta discrepancia, e independiente de la brecha tecnológica que desestima la discrepante, el Procedimiento Interno no puede propiciar iniciativas que entren en conflicto con la normativa vigente, en contraposición de lo que pretende la discrepante, aun cuando el Coordinador haya propuesto a la autoridad medidas o modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia del mercado de corto plazo y la libre competencia entre los agentes.

En virtud de lo anteriormente expuesto, el Coordinador solicita al Panel rechazar las peticiones de Acciona, denegando lo solicitado por ella en todas y cada una de sus partes.

### **3. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN**

#### **3.1. Alternativas**

El Panel distingue las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Instruir la modificación del Procedimiento Interno, en el siguiente sentido:

- En la Sección 4, literal g), agregar el texto destacado: "Centrales que operen con autodespacho con costo variable cero, **incluyendo PMG y PMGD**"
- En la Sección 7, Numeral 5, agregar el texto destacado: "Instruir la reducción de generación de costo variable cero **o sin costo de oportunidad**, mediante los respectivos CC, **a través del CC de la respectiva Empresa Distribuidora o en forma directa, según sea el caso**, a todas las unidades que presentan dicho costo variable, **incluyendo a los PMGDs y PMG que operen con autodespacho**, según prorrata calculada"

Alternativa 2: Rechazar la petición de la empresa Acciona Energía Chile Holdings S.A.

### 3.2. Análisis

Acciona discrepa de la no inclusión del ajuste establecido en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación (Artículo 45) en el procedimiento interno "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable" (Procedimiento Interno), respecto de la producción de las unidades generadoras que operan con autodespacho, en conjunto con todas las otras unidades que tienen igual posición en el listado de prioridad, cuando no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas.

A juicio de la empresa, se deben incluir a los PMGD y los PMG con autodespacho dentro del universo de unidades generadoras que, en la política de operación tengan un costo variable cero o estén sin costo de oportunidad, a fin de que sean consideradas también en la prorrata de reducción de generación dispuesta por el Coordinador. Fundamenta su posición en el artículo 79 de la LGSE (inciso primero), Artículo 45 y artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, en atención a la calidad de usuarios de los sistemas de transmisión de los PMGD y PMG con autodespacho.

En particular, Acciona sostiene que el Coordinador tiene la potestad de limitar inyecciones y retiros, sin discriminar entre los usuarios de los sistemas de transmisión, en atención a su rol de garante del acceso abierto. En este contexto, argumenta que el Coordinador debe resguardar que se haga uso de dichos sistemas, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos sus usuarios, entre los cuales se encontrarían los PMGD y PMG que operen con autodespacho, cuyos flujos de inyecciones hacen uso de los sistemas de transmisión.

El Coordinador, por su parte, considera que la solicitud de la discrepante contradice la normativa vigente y, en particular, el referido artículo 45. Del análisis de la definición de autodespacho del Reglamento de la Coordinación y del Reglamento MGPE, así como del

Artículo 45, el CEN concluye que las unidades generadoras con autodespacho no se encuentran sujetas a la optimización de la operación del sistema; que la generación de una unidad que opera con autodespacho es un "dato" para la programación del sistema eléctrico, no una variable de decisión; y que el CEN sólo podría intervenir ese régimen en tanto se ponga en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico. Agrega que las condiciones discriminatorias a que hace referencia el artículo 79 de la LGSE están reguladas en el artículo 10 del Reglamento de la Transmisión, y aluden a "condiciones no arbitrarias que permiten un tratamiento transparente y objetivo respecto de quienes soliciten la conexión y se conecten a las instalaciones".

Según se advierte, ambas partes invocan en sustento de sus posiciones el Artículo 45. Por un lado, la discrepante indica que esta disposición se debe interpretar a la luz del artículo 79 de la LGSE y del artículo 11 del Reglamento de la Transmisión, de modo tal que a los PMGD y los PMG que operan con autodespacho se les debe aplicar el ajuste que prescribe la citada disposición, dada su calidad de usuarios de los sistemas de transmisión, en la medida que este ajuste es motivado por una condición técnica que caracteriza el uso de dichos sistemas. Por el otro, el CEN considera que, en aplicación de esta misma disposición, la generación de las centrales que operan en autodespacho debe ser considerada de acuerdo a la normativa vigente, lo que implicaría que la generación de las centrales en autodespacho no puede ser modificada en la programación, salvo por razones de seguridad del sistema.

El Artículo 45 dispone en lo pertinente:

"En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoprodutores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos" (inc. 2°).

Para determinar el sentido y alcance de esta disposición, se debe tener presente que el Reglamento de la Coordinación define el autodespacho como el "régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento

al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico” (literal a), artículo 2; Reglamento de la Coordinación).

Por su parte, en el Capítulo I del Título III de este reglamento se define el procedimiento para llevar a cabo la programación de la operación del SEN. En particular, el artículo 36 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”. De esta forma, se observa que el Reglamento de la Coordinación define la programación como una optimización, con su función objetivo y restricciones.

A su vez, el referido artículo 36 precisa 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”. En este contexto, las variables de decisión de la optimización corresponden a los valores de energía gestionable y colocación de energías y reservas.

El artículo 44 del Reglamento de la Coordinación define los parámetros que se deben considerar en la formulación de la optimización de la programación. En particular, el literal u) instruye la inclusión, como parámetro, de la operación esperada para los PMGD y PMG con autodespacho.

Por último, en caso de que no existan valores de variables de decisión que hagan factible la programación por consideraciones de seguridad, la regulación prevé de manera expresa un procedimiento de ajuste a los medios de generación adscritos al régimen de autodespacho en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

De una interpretación armónica de estas disposiciones, el Panel estima que los artículos 36 y 44 del Reglamento de la Coordinación contemplan dos grupos diversos de unidades de generación en el sistema: por una parte, la generación de unidades no adscritas a autodespacho, que son consideradas variables de decisión de la programación; y, por otra, las unidades adscritas a autodespacho, que son consideradas parámetros (o valores determinísticos).

El Artículo 45, a su vez, 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 producto de la presencia de múltiples centrales de igual costo variable, sin que todas ellas puedan ser completamente despachadas. La regla prescribe, mediante un criterio heurístico, la asignación a las variables de decisión correspondientes a las unidades de generación de valores proporcionales a sus potencias máximas.

La referida regla debe, a la luz de las disposiciones citadas, aplicarse a los generadores no adscritos a autodespacho (variables de decisión), considerando la inyección proveniente de

los generadores adscritos a autodespacho como parámetros. A juicio del Panel, a eso se refiere el Artículo 45, en cuanto dispone que el ajuste en análisis -aplicable al primer grupo de unidades generadoras, según el tenor literal de la disposición- “también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

De este modo, en opinión del Panel, no corresponde aplicar el mencionado ajuste, propio de las variables del proceso, al grupo de unidades de generación adscritas a autodespacho.

Por lo anterior, y teniendo presente la definición reglamentaria de autodespacho, el Panel comparte lo sostenido por el CEN, en cuanto a que la normativa actualmente vigente sólo lo habilita para ajustar la generación de las unidades que operen con autodespacho por razones de seguridad, según lo disponen los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

No altera la conclusión anterior el argumento sostenido por Acciona, en cuanto a que el fundamento del ajuste de la generación a las unidades con autodespacho se encontraría en el mandato de no discriminación en el uso de la transmisión contenido en el artículo 79 de la LGSE. Al respecto, en primer término, se debe tener presente que el artículo 72-2 de la LGSE, relativo a la obligación de los coordinados de sujetarse a la coordinación del CEN, dispone que el reglamento “podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos”.

Por su parte, el Reglamento de la Coordinación, que regula específicamente la materia en análisis, tiene por objeto preciso “establecer las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación”; y el Reglamento MGPE, a su vez, tiene por objeto establecer “las disposiciones asociadas a la operación y coordinación” de los medios de generación de pequeña escala. En este contexto, el Panel estima que estos cuerpos reglamentarios complementan y ejecutan los mandatos de la LGSE, en los términos ya analizados.

El Panel no comparte la posición de la discrepante, en cuanto sostiene que el ajuste del Artículo 45 aplicaría únicamente en casos de congestión de las líneas de transmisión. Ello pues, del tenor literal de esta disposición, se advierte que esta se refiere con carácter general al caso en que exista más de una instalación de generación con igual costo variable considerado en el listado de prioridad, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, no limitando su aplicación al caso de congestión en transmisión invocado por la discrepante.

A mayor abundamiento, el Panel advierte que la regulación no ha previsto que los PMGD y PMG que operan en autodespacho, en base a recursos primarios variables, participen o sean afectados por un ajuste propio de la programación por optimización económica. En este sentido, por ejemplo, el artículo 101 del Reglamento MGPE no requiere la definición de costos variables ni costos de partida y detención para las unidades PMGD cuya operación sea en



base a recursos primarios variables. A su vez, el artículo 110 del citado reglamento establece lo propio para unidades PMG que opten por autodespacho.

Asimismo, el Título 4-4 Instalaciones de control y medida de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión no establece requerimientos específicos de control en tiempo real asociado a las unidades PMGD.

Atendido lo expuesto, y teniendo presente el alcance de los denominados procedimientos internos, los que, conforme a la LGSE “deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente” (art. 72-4), el Panel no acogerá la discrepancia en análisis.

### **3.3. Dictamen**

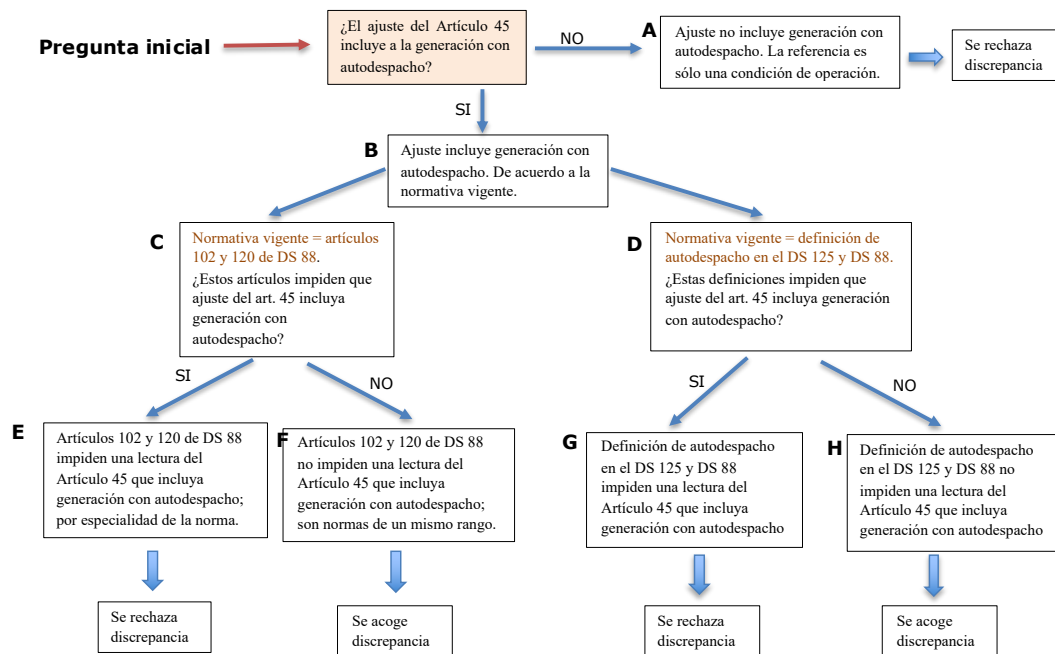
En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la empresa Acciona Energía Chile Holdings S.A.

### **3.4. Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes H.**

Quien suscribe este voto estima que en lo esencial la discrepancia versa sobre lo dispuesto en el artículo 45 del DS 125 (Reglamento de la Coordinación) y su consistencia con otras disposiciones normativas. De manera adicional, considera relevante establecer si la lectura que se lleve a cabo del mencionado artículo es coherente con los objetivos globales de la regulación. En lo que sigue, se hará referencia a ambos aspectos.

En lo más sustantivo, el siguiente diagrama presenta la estructura lógica del análisis que se llevará a cabo sobre el primer aspecto antes aludido. Cabe señalar, que el objetivo de presentar este diagrama es ordenar las distintas argumentaciones empleadas por las partes e interesados. Lo anterior, debido a que en diversas ocasiones dichas partes o interesados, en el desarrollo de sus argumentaciones, han mezclado fundamentos conceptuales que, como se expondrá a continuación, corresponden a perspectivas analíticas diferentes.



Los nodos anteriores, definidos por las letras mayúsculas en negrilla (al lado izquierdo de cada recuadro), serán analizados más adelante y corresponden a grandes rasgos a las siguientes posibles interpretaciones del alcance y sentido del artículo 45 del DS 125:

**Nodo A** = El Artículo 45 no incluiría en el ajuste a prorrata a las unidades generadoras que operan con autodespacho, ya que, para efectos de llevar a cabo el ajuste a que se refiere el artículo, se debiera “considerar” o tener presente la existencia de otras centrales como un dato del procedimiento.

**Nodo B** = El Artículo 45 sí incluiría en el ajuste a prorrata a las unidades generadoras que operan con autodespacho, “considerándolas” en el cálculo “de acuerdo a la normativa vigente”.

**Nodo C** = La normativa vigente a la que se refiere el Artículo 45 corresponde a los artículos 102 y 120 del DS 88 (Reglamento MGPE).

**Nodo D** = La normativa vigente a la que se refiere el Artículo 45 corresponde a la definición de autodespacho incluida en el artículo 2, letra a, del DS 125 y del artículo 7, letra c, del DS 88.

**Nodo E** = Los artículos 102 y 120 del DS 88 son incompatibles con la interpretación de que el Artículo 45 incluye en el ajuste a prorrata a los generadores que operan con autodespacho.

**Nodo F** = Los artículos 102 y 120 del DS 88 son compatibles con la interpretación de que el Artículo 45 incluye en el ajuste a prorrata a los generadores que operan con autodespacho.

**Nodo G** = La definición de autodespacho establecida en el artículo 2, letra a, del DS 125 y en el artículo 7, letra c, del DS 88 es incompatible con la interpretación de que el Artículo 45 incluye en el ajuste a prorrata a los generadores que operan con autodespacho.

**Nodo H** = La definición de autodespacho establecida en el artículo 2, letra a, del DS 125 y en el artículo 7, letra c, del DS 88 es compatible con la interpretación de que el Artículo 45 incluye en el ajuste a prorrata a los generadores que operan con autodespacho.

### **Análisis Nodo A**

En este contexto, lo que debe analizarse es qué dice realmente el Artículo 45, o cuál es la interpretación más lógica o cercana al sentido común y al lenguaje español. Los dos primeros incisos del referido artículo disponen:

“Artículo 45.- Para la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como 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.

En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.”

En lo siguiente se concluirá este punto por contradicción, en un sentido formal. El argumento de algunas de las partes que afirma que el Artículo 45 no incluye en el ajuste a prorrata a la generación proveniente de centrales que operan con autodespacho, con igual costo variable y sin posibilidad de ser enteramente colocadas, se puede describir del siguiente modo: cuando el Artículo 45 habla de “considerando” se refiere a tener presente algo para efectos de hacer otra cosa, y no al acto de incorporar en el procedimiento a los mencionados agentes coordinados.

El artículo 44 del Reglamento de la Coordinación detalla los aspectos mínimos que debe considerar la programación de la operación, entre los cuales está la “operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho” (letra u). Si ello es así, ¿por qué el regulador habría querido mencionar nuevamente, después de un punto seguido, en el segundo inciso del Artículo 45, que se debe tener en consideración (como referencia para hacer otra cosa) a estos mismos agentes? Más aún, el primer inciso del Artículo 45 habla de consideraciones (en el sentido de tener presente para realizar una acción) un conjunto de elementos<sup>20</sup>, luego, ¿por qué el regulador después de ese inciso pudiera haber decidido agregar —en un segundo inciso que habla del ajuste— otro elemento que coincide con la misma lógica del primer inciso, es decir, una condición de borde para llevar a cabo una actividad?

Además de lo ya señalado, resulta muy contrario al sentido común que frente a un enunciado en que se identifica un conjunto de elementos (en este caso, centrales de generación) que participan en un procedimiento (ajuste de potencia) se señale, luego de un punto seguido, que dicho procedimiento debe considerar otros elementos de la misma naturaleza (otras centrales) queriendo decir que estas últimas son solo una condición para tener presente en la realización del procedimiento indicado.

Por último, cabe destacar que ni siquiera el Coordinador ha planteado una interpretación como la analizada en este Nodo A, ya que en la respuesta a las observaciones al Procedimiento Interno y en su primer escrito frente a la discrepancia enfatizó el concepto de “normativa vigente”, asociándolo a los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE (Nodo C); y luego, en su segundo escrito relevó nuevamente “la normativa vigente”, pero esta vez enfatizando la perspectiva de la definición de autodespacho incluida en el artículo 2, letra a, del Reglamento de la Coordinación y del artículo 7, letra c, del Reglamento MGPE (Nodo D).

En definitiva, a juicio del suscrito, interpretar que el Artículo 45 no pretendía incluir en el ajuste de potencia a las centrales generadoras que operan con autodespacho no parece razonable desde ningún punto de vista.

Dado lo anterior, a continuación se analizarán los Nodos C y D que provienen de la idea de que el Artículo 45 incluye a las centrales que operan con autodespacho en el ajuste (**Nodo B**), perspectiva en virtud de la cual el foco debe ponerse en el significado de “normativa vigente”, en el entendido de que ésta pudiera representar una limitante a la mencionada inclusión.

---

<sup>20</sup> “... características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como 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.”

### **Análisis Nodo C**

Este nodo parte de la premisa de que la referencia a la “normativa vigente” que hace el Artículo 45 corresponde a los artículos 102 y 120 del DS 88, contexto en el cual es esencial determinar si dicha normativa es contradictoria con lo dispuesto en el Artículo 45 y, por lo tanto, impide la inclusión en el ajuste de potencia a los generadores que operan con autodespacho.

### **Análisis Nodo E**

En el Nodo E, y también en el caso del análisis del Nodo G, se seguirá la lógica de mostrar que la interpretación que lleva a rechazar la discrepancia no posee la consistencia necesaria.

En el marco de las alegaciones se ha planteado que, dado que los artículos 102 y 120 del DS 88 se refieren a la posibilidad de limitar las inyecciones de los PMGD y de los PMG con autodespacho “debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico”, entonces, lo dispuesto en estos artículos impediría, desde una óptica normativa, la opción de limitar las referidas inyecciones por una razón diferente (como la tipificada en el Artículo 45).

Bajo la hipótesis anterior, el regulador, al momento de incluir las centrales que operan con autodespacho en el Artículo 45, habría concebido la posibilidad de que en el futuro una nueva regulación pudiese impedir que lo establecido en el mencionado artículo se llevase a cabo. Aun en esta circunstancia, en opinión del firmante, no es comprensible ni lógico que se argumente que artículos de un instrumento normativo (Reglamento MGPE) del mismo rango que otro preexistente (Reglamento de la Coordinación) impida la aplicación de lo dispuesto en este último por el solo hecho de que en el primero —Reglamento MGPE— se formule otra hipótesis que pudiese fundar la limitación de las inyecciones del tipo de centrales en análisis. Al respecto, es relevante tener presente que el DS 88, en su Artículo segundo, deroga de manera explícita el DS 244, sin hacer ninguna referencia a la derogación de algún aspecto que hubiese estado incluido en el DS 125. De ello se deduce la plena vigencia de este último, en todas sus disposiciones.

En definitiva, la supuesta incompatibilidad entre los artículos 102 y 120 del DS 88 y el artículo 45 del DS 125 es contraria al sentido más natural de interpretación, por dos motivos: (i) no existe razón para pensar que agregar en la regulación un nuevo motivo para realizar una acción limite un motivo anterior, en un contexto en que ambos cuerpos normativos tienen el mismo rango; y (ii) la interpretación propuesta podría ser atendible en el caso de que una ley dispusiera una condición particular para la realización de una determinada acción, contexto en el que podría entenderse razonable suponer que cualquier otra excepción debiese también tener rango legal.

En el marco de lo expuesto, no es razonable lo que se concluye a partir del Nodo E y, por ello, no es consistente rechazar la discrepancia sobre la base de los supuestos de este nodo.

### **Análisis Nodo F**

Siempre bajo el supuesto de que la referencia a la “normativa vigente” que hace el Artículo 45 corresponde a los artículos 102 y 120 del DS 88, en opinión del suscrito no existe motivo para afirmar que dichos artículos impiden la aplicación del ajuste a los generadores que operan con autodespacho. Por tanto, desde esta perspectiva, se debe acoger la discrepancia.

### **Análisis Nodo D**

Este nodo parte de la premisa de que la referencia a la “normativa vigente” que hace el Artículo 45 corresponde a la definición de autodespacho incluida en el artículo 2, letra a, del DS 125 y del artículo 7, letra c, del DS 88, contexto en el cual se debe determinar si dicha normativa impide la inclusión en el ajuste de potencia a los generadores que operan con autodespacho.

### **Análisis Nodo G**

En algunos escritos presentados ante el Panel se ha planteado que la definición de autodespacho sería contradictoria con la posibilidad de limitar inyecciones, en el marco del Artículo 45, a las centrales que operan bajo dicho modo. Las definiciones de autodespacho a las que se hace referencia son las siguientes:

Reglamento de la Coordinación:

“Artículo 2.- Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, se entenderá por:

a. Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo Nº 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.”

Reglamento MGPE:

Artículo 7º.- Para efectos de la aplicación del presente reglamento, se establecen las siguientes definiciones:

“a) ...

b) ...

c) Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador y que puede ser

aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.”

En el contexto de este Nodo G, el argumento básico que dan algunas de las partes para rechazar la discrepancia es que, dado que la definición de autodespacho especifica que se trata de centrales no sujetas al resultado del proceso de optimización de la operación que realiza el CEN, entonces, no sería factible el ajuste de la generación a prorrata de la potencia para este tipo de unidades (según lo dispone el Artículo 45).

A juicio del suscrito, el enunciado anterior tiene dos falencias. Primero, no parece explicable que el regulador haya indicado en el Artículo 45 una acción a realizar, que afecta a los generadores que operan con autodespacho, que es contradictoria con un artículo del mismo reglamento (artículo 2, letra a). Si ese fuera el caso, habría sido mucho más sencillo que el regulador, en vez de escribir “Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente.”, hubiese establecido que este tipo de centrales no están incluidas en el ajuste, debido a la definición establecida en el artículo 2.

Segundo, e intentando —a pesar de lo ya señalado— ir al fondo del argumento, se ha tratado de fundamentar la incompatibilidad entre el concepto de optimización inmerso en la definición de autodespacho y la prorrata que dispone el Artículo 45. Pues bien, dicha incompatibilidad no existe, en la medida en que el ajuste a prorrata, en estricto sentido, no es una acción que pueda asimilarse al proceso de optimización.

Respecto a lo antes señalado, es necesario tener presente que la esencia del proceso de optimización que realiza el Coordinador corresponde a la minimización de los costos de operación de corto plazo, sujeto a las restricciones de seguridad, entre otras. En este ámbito, es importante visualizar que la prorrata del Artículo 45, cualquiera sea la forma en que se realice (incluyendo o no a los generadores que operan con autodespacho), no afecta el resultado de la optimización de la operación, en el sentido de que la lista de unidades despachadas sigue siendo la misma<sup>21</sup>. Otra cosa muy distinta es que, a partir de dicho resultado, a una u otras unidades se les ajuste su generación producto de una condición empírica en la cual “exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas”. Luego, mal se puede concluir que el hecho de operar con autodespacho y, por

---

<sup>21</sup> Si el objetivo de la minimización que realiza el Coordinador está asociado a determinar el mínimo costo de operación, la prorrata no afecta dicho costo, cualquiera sea la forma en que esta se lleve a cabo. Otra cosa, es que la prorrata, como procedimiento que no proviene de la optimización del CEN, tiene un efecto en el costo total de los retiros, implicando una transferencia de recursos entre agentes del sector. De hecho, teniendo presente los antecedentes entregados por el Coordinador, la exclusión de los generadores en condición de autodespacho del ajuste incrementa el costo total de los retiros en el sistema.



tanto, no estar sujeto al resultado de la optimización, impida la aplicación de una prorrata que no afecta el resultado de la optimización<sup>22</sup>.

Por otro lado, cabe destacar que no deben confundirse las restricciones de una optimización con las variables que son determinadas como resultado de dicha optimización. Es decir, incluso en el caso de que se quiera argumentar que la prorrata fue considerada en la optimización como condición de borde, ello tampoco implica, en un sentido lógico, que sea afectada como un resultado de esta optimización. Por poner solo un ejemplo, los mínimos técnicos son una condición que debe considerarse en el proceso de optimización, pero en ningún sentido estos mínimos se encuentran sujetos al resultado de la optimización de la operación<sup>23</sup>. Es importante reiterar que, el caso de las prorratas consideradas en el Artículo 45, el costo de operación resultante de la optimización no depende de la manera en que se realiza la prorrata<sup>24</sup>.

Por lo antes expuesto, quien suscribe estima que no existe contradicción o incompatibilidad alguna entre lo establecido en el Artículo 45, en el sentido de incluir en el ajuste a los generadores que operan con autodespacho, y la definición de autodespacho como una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema.

#### **Nodo H**

Siempre bajo el supuesto de que la referencia a la “normativa vigente” que hace el Artículo 45 corresponde a la definición de autodespacho incluida en el artículo 2, letra a, del DS 125 y del artículo 7, letra c, del DS 88, en opinión del suscrito no existe motivo para afirmar que dicha definición impida la aplicación del ajuste a los generadores que operan con autodespacho. Por tanto, desde esta perspectiva, se debe acoger la discrepancia.

#### **Conclusión General**

En resumen, se puede observar que los Nodos A, E y G, que son aquellos que conducen a rechazar la discrepancia, no poseen la consistencia necesaria para sostener la conclusión a la que llegan. Por lo anterior, la discrepancia debe ser acogida (en consistencia con los Nodos F o H).

---

<sup>22</sup> En estricto rigor, es una condición (el ajuste) que se impone por sobre el resultado de la optimización.

<sup>23</sup> Naturalmente, la optimización, dependiendo de muchas variables —entre ellas la demanda—, puede llevar a que una central opere a mínimo técnico o lo haga por orden de despacho, pero ello en nada cambia el hecho de que la existencia de un mínimo técnico es una variable (dato) de entrada en el proceso de optimización, que no depende de su resultado.

<sup>24</sup> Lo señalado, no es contradictorio con el hecho —antes mencionado— de que la forma en que se lleve a cabo el ajuste al que se refiere el artículo 45 sí tenga efecto en el costo total del sistema, ya que, como señalara el Coordinador en sus cartas al Señor Ministro de Energía, el procedimiento actual, que excluye a las centrales que operan en autodespacho, implica en la práctica un subsidio de parte de todos quienes retiran energía del sistema a dicho generadores. Es decir, el ajuste no afecta el resultado de la optimización, pero sí el precio a clientes finales (en forma instantánea, dependiendo del tipo de contratos con clientes libres; o a través del tiempo cuando los contratos sean renovados).

## **Coherencia con los Objetivos de la Regulación**

Desde una perspectiva, ya no normativa, sino que regulatoria, en opinión del suscrito es razonable que el ajuste a prorrata dispuesto en el Artículo 45 incluya las centrales que operan con autodespacho, ya que, en la situación actual, y futura de corto plazo, el subsidio que implica su exclusión no solo no es justificado, sino que puede ser de una magnitud no consistente con la filosofía originaria de apoyo a unidades de generación de pequeña escala. Lo anterior ha sido refrendado por el propio Coordinador en dos cartas enviadas al Señor Ministro de Energía<sup>25</sup> al señalar, respecto al mecanismo de estabilización de precios dispuesto en el Reglamento MGPE, que éste “no garantiza su neutralidad en ningún período de evaluación, sino que se asemeja más a un subsidio que deben asumir los agentes que poseen contratos de suministro ...”. Más aún, el mismo texto afirma que el mecanismo actualmente sería discriminatorio a favor de los PMGD con tecnología solar, agregando que el sesgo al que hace mención no lo corrige la inclusión de los bloques horarios establecidos, por lo que el mecanismo no incentiva inversiones eficientes en el segmento PMG/PMGD.

En relación con los datos, la carta más reciente establece que “la capacidad instalada de los PMGD a junio de 2023 se aproxima a 2350 MW y se espera que alcance 4000 MW para el año 2025, lo que representaría aproximadamente el 30% de la demanda del Sistema Eléctrica Nacional (“SEN”) en horario diurno (...)”.

Estos antecedentes muestran de manera clara que la situación actual no es sostenible, por lo que la interpretación de las normas que lleva a acoger la discrepancia no solo es correcta en un sentido formal, sino que también lo es conceptualmente.

Por lo anterior, incluso en el caso de que se estime que la interpretación del Artículo 45 pudiera ser ambigua, o que existiese un cierto grado de contradicción entre normas del mismo rango, la interpretación más acorde con los principios regulatorios del sector lleva a concluir que el ajuste mencionado en el referido artículo debe incluir a la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho.

En conclusión, a juicio del suscrito, la discrepancia debiese ser acogida ya que: por un lado, no existen argumentos jurídicos con la consistencia necesaria que pudiesen avalar el incumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 45 o, alternativamente, una interpretación robusta que justifique afirmar que dicho artículo no incluye en el ajuste a los generadores con autodespacho; y, por otro, desde una perspectiva regulatoria es razonable la incorporación de este tipo de generadores en el mencionado ajuste, ya que la condición actual está produciendo una distorsión en la estructura de costos del sistema que entrega señales no eficientes a los agentes inversionistas, y provoca en definitiva un incremento de los precios de mercado.

---

<sup>25</sup> Carta del 12 de julio de 2023 (CD 00061-23) y carta del 18 de agosto de 2023 (CD 00075-23).

### 3.5. Voto de minoría del integrante Guillermo Pérez D.

Este integrante advierte que la presente discrepancia se relaciona con el alcance del segundo inciso del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, que dispone:

“En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.”

En particular, la discrepancia se articula en torno a la interpretación de la segunda parte de esta disposición, que indica que “[e]ste ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

De su tenor literal, quien suscribe estima que dicha segunda parte es clara en cuanto a que la regla establecida en la primera parte de la disposición -que determina la aplicación de un ajuste en la generación-, se hace también extensiva a las centrales que operen con autodespacho y autoproduktores. Esto es, cuando señala que “[e]ste ajuste también deberá considerar (...)”, la normativa se está refiriendo al ajuste que debe realizarse cuando la capacidad de colocación de la generación de centrales con igual costo variable no sea suficiente para todas ellas.

Con relación a la “normativa vigente” a que hace referencia la disposición en análisis, quien suscribe considera que esta se refiere a las disposiciones que definen lo que ha de entenderse por centrales que operen con autodespacho y autoproduktores.

Por otra parte, se debe tener presente que el referido artículo 45 se inserta en el Título 1 del Capítulo III del Reglamento de la Coordinación, denominado “DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”. Luego, su ámbito de aplicación es la programación de la operación, y no el que surge debido a la ocurrencia de una contingencia que amerite que el CEN disponga de medidas a materializar por parte de los PMG, PMGD y distribuidoras, en aplicación de lo dispuesto en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Por último, a juicio de quien suscribe, una interpretación como la sostenida por el CEN, supondría no reconocer efecto alguno a la incorporación de la segunda parte del inciso segundo del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación. Ello pues, de excluirse esta segunda parte, es claro que el ajuste se restringiría a las centrales que no son ni autodespachadas ni autoproduktoras, que es precisamente lo que está reflejado en el

Procedimiento Interno discrepado. En otras palabras, el procedimiento discrepado sería el mismo con o sin la parte excluida.

Por lo anterior, este integrante considera que se debe acceder a lo que solicita Acciona en la presentación de su discrepancia, en cuanto a establecer que las unidades autodespachadas también están afectas a la aplicación de la prorrata establecida en el Artículo 45.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°45-2023 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 24 de octubre de 2023

María Fernanda Quezada Ruiz  
Secretaria Abogada