



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

**Dictamen N°44-2023**

Discrepancia presentada por Hidroeléctrica Río Lircay 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 HRL .....	7
2.2	Presentación de Acesol.....	19
2.3	Presentación de Aela .....	37
2.4	Presentación de Besalco .....	38
2.5	Presentación de Grenergy.....	39
2.6	Presentación de Lleuque.....	48
2.7	Presentación de Tricahue y Ovalle Norte .....	57
2.8	Presentación de PHC.....	68
2.9	Presentación de PMGD Holdco .....	78
2.10	Presentación del Coordinador .....	84
3.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN .....	91
3.1.	Alternativas.....	91
3.2.	Análisis .....	92
3.3.	Dictamen .....	95
3.4.	Voto de minoría del integrante Fernando Fuentes H. ....	95
3.5.	Voto de minoría del integrante Guillermo Pérez D. ....	103

## **ÍNDICE DE ABREVIATURAS**

Acciona	Acciona Energía Chile Holdings S.A.
Acesol	Asociación Chilena de Energía Solar A.G.
Aela	Aela Generación S.A.
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"
Besalco	Besalco Energía Renovable S.A.
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"
ERNC	Energía Renovable No Convencional
Grenergy	Grenergy Renovables Pacific Limitada
HRL	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.
ICC	Informe de Criterios de Conexión
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
TDLC	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
Tricahue	Tricahue Solar SpA

## DICTAMEN N°44 – 2023

### 1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

#### 1.1. Presentaciones

El 16 de agosto de 2023 ingresó al Panel una presentación de HRL 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 HRL 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 Aela, en calidad de tercera interesada, de 28 de agosto de 2023;
- d) Presentación de Besalco, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023;
- e) Presentación de Grenergy, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- f) Presentación de PMGD Holdco, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- g) Presentación de Lleuque, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- h) 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;
- i) Presentación de PHC, en calidad de tercera interesada, de 4 de septiembre de 2023 y presentación complementaria de 15 de septiembre de 2023;
- j) 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 HRL**

HRL discrepa del Procedimiento Interno, afirmando que éste estaría incompleto por no regular la forma en que el Coordinador entregará las directrices, comunicaciones o instrucciones para que el ajuste que dispone el Artículo 45 aplique a las centrales que operan con autodespacho, entre estas, las centrales que califican como PMGD y PMG que optaron por esta condición, situación que afirma está expresamente instruida en dicho artículo.

HRL indica que si bien el Procedimiento Interno reconoce que se debe aplicar la prorrata de reducción a las centrales con autodespacho y costo variable cero (sección N°4, literales f) y g)), en su desarrollo omite la manera de ejecutar las reducciones a estas unidades para los casos dispuestos en el Artículo 45. Por otra parte, afirma que en las respuestas a las observaciones planteadas por distintos coordinados sobre esta omisión el Coordinador ha interpretado que el ajuste a las unidades con autodespacho PMGD y PMG queda abordado de acuerdo con lo regulado en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, respectivamente. Agrega que este ajuste, siendo correcto, corresponde a una situación distinta a la identificada en el Artículo 45.

Para la empresa, no incluir las centrales con autodespacho en el ajuste del Artículo 45 implica un incumplimiento a la normativa y generaría una discriminación arbitraria entre coordinados que, en este caso, generaría consecuencias económicas relevantes a los generadores que

retiran energía del sistema y se aleja del principio de lograr la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN.

La discrepante afirma que el marco legal aplicable en este caso está dado por lo dispuesto en los artículos 72-1 y 72- 2 de la LGSE. El artículo 72-1, prosigue, dispone el principio de "garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico", en tanto que el artículo 72-2 establece expresamente que, dentro de las instalaciones sujetas a coordinación, se encuentran las instalaciones conectadas a los sistemas de distribución.

La empresa destaca que la LGSE también dispone que el reglamento podrá exigir condiciones distintas a los coordinados. Añade que, sin embargo, para el caso en que no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación de centrales con igual costo variable disponible, el reglamento no exigiría condiciones distintas. Para la discrepante, preservando el principio de operación económica de la LGSE, la generación con autodespacho queda expresamente contemplada con las mismas exigencias que rigen al resto de las unidades generadoras del sistema.

HRL declara que la presente discrepancia versa sobre la aplicación del Artículo 45 y la forma en que este está considerado en el Procedimiento Interno. En este contexto, sostiene que éste sería claro y explícito en disponer que el ajuste que instituye se aplica y deberá considerar también la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho y autoprodutores de acuerdo con la normativa vigente.

A continuación, la discrepante cita el artículo 2 del Reglamento MGPE que define a los PMGD y PMG. Al respecto, afirma que los MGPE, en su esencia y definición, son medios o unidades de generación al igual que toda la generación que opera en sincronismo en el sistema interconectado. Luego cita el artículo 4 del mismo reglamento para mostrar que los MGPE están sujetos a la coordinación del CEN; y el artículo 7, literal c), para presentar la definición de autodespacho. Enseguida, cita los artículos 93 y 110 del mismo cuerpo normativo, concluyendo que las centrales que operan con autodespacho y que deben ser incorporadas en el ajuste del Artículo 45, son los PMGD, así como los PMG que optan por autodespacho.

Para la empresa, el ajuste que instituye el Artículo 45 se aplica ante un exceso de oferta de generación de centrales con igual costo variable. Es decir, prosigue, cuando, dado un nivel de demanda, no exista capacidad de colocación suficiente para centrales de igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación. Agrega que el artículo es explícito en señalar que se aplica también a la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho y autoprodutores de acuerdo con la normativa vigente. Lo anterior, a juicio de HRL, debido a que las centrales que operan con autodespacho o son autoprodutores, operan en sincronismo con el sistema interconectado.

Según la discrepante, el ajuste que instituye el Artículo 45 consiste en que la generación de las unidades de igual costo variable deberá ser ajustada por el CEN a prorrata de sus potencias máximas hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, dado un nivel de demanda del sistema y considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o



restricciones operativas. Este es un ajuste físico, prosigue, que obedece a un calce entre la oferta y demanda, y que se realiza en virtud de un criterio económico, en este caso, dándole igual prioridad a las centrales del mismo costo variable.

Para HRL, los supuestos de la norma reglamentaria vigente son: (i) que no exista capacidad de colocación para centrales de igual costo variable, lo que puede darse por problemas de congestión en transmisión y también en horas de vertimiento por sobreoferta del sistema; y (ii) que existan centrales o unidades generadoras con igual costo, en este caso costo variable cero.

En virtud de lo anterior, la empresa afirma que, dado que los PMGD y PMG operan con autodespacho, con respecto de aquellas unidades con costo variable cero se sigue que en el ajuste propuesto en el Artículo 45 también deben participar estas centrales y ajustarse a prorrata de su potencia máxima.

HRL expone que el Procedimiento Interno describe los criterios que debe aplicar el CEN para ajustar la generación de centrales de igual costo variable, en momentos en que no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. En su descripción, cita la sección N°1 en que se definen los objetivos, de la que colige que las restricciones de colocación en horario diurno, que menciona el procedimiento, se deben principalmente a la fuerte presencia de oferta de generación renovable en el SEN, entre esta, la generación con autodespacho PMG y PMGD, que es mayoritariamente fotovoltaica.

Luego la empresa se refiere a la sección N°3, sobre antecedentes, indicando que en éste se señala que complementariamente al alcance del Artículo 45 se debe tener presente lo establecido en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. Para la discrepante, a este efecto el artículo 102 dispone que en el caso de aquellos PMGD que no estén obligados a declarar sus costos variables deben considerarse dichos costos como iguales a cero. En este sentido, continúa, esta norma complementaría el artículo en materia de PMGD, regulando situaciones especiales y distintas a las del Artículo 45, en que la generación de estas unidades pueda ser reducida. Estas situaciones especiales, explica, se refieren a contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio. HRL indica que el artículo 120 antes mencionado regula la misma situación del artículo 102, pero referida a los PMG.

La empresa reitera que los artículos 102 y 120, antes mencionados, regulan una situación específica distinta a la del Artículo 45. Al respecto, precisa que:

- Los artículos 102 y 120 se relacionan con la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, caso en el cual el Coordinador podrá establecer medidas a adoptar por las empresas distribuidoras y los propietarios u operadores de los PMGD y PMG. Se señala además que se deberán limitar las inyecciones, en este caso (que es distinto al del Artículo 45), a prorrata de la capacidad instalada de los PMGD.
- El Artículo 45, en cambio, regularía una condición complementaria y más general que se refiere al despacho económico, es decir, ajustar la generación de las unidades de igual

costo variable porque no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. Se señala además que este ajuste debe hacerse a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima.

Señala que la lectura correcta de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE indicaría que estos se refieren a situaciones particulares y contingentes, y que en modo alguno comprendería, ni excluiría a estas centrales de la aplicación de las reducciones normadas en el Artículo 45, ya que dicho artículo regularía el caso de exceso de oferta en la generación zonal o en todo el sistema interconectado. En virtud de lo expuesto, concluye que ambas normas serían complementarias.

La discrepante argumenta que tanto en la sección N°4 (Unidades con costo variable cero o sin costo de oportunidad) como en el alcance del Procedimiento Interno se alude la aplicación del Artículo 45. Agrega que, sin embargo, el mecanismo de prorrata que se desarrolla en la sección N°9 de este procedimiento solo abarca la aplicación de los artículos 102 del Reglamento MGPE.

Para HRL, del tenor de la sección N°4, literales f) y g) del Procedimiento Interno, se desprende que el ajuste y prorrata de reducción se realiza a las centrales con autodespacho, lo cual en su opinión estaría correcto en este alcance, ya que estas son las unidades que tienen costo variable cero, lo que consta en las políticas de operación y en la modelación del CEN. Asimismo, precisa, los PMGD siempre operan con autodespacho y las centrales PMG pueden optar al autodespacho.

La discrepante prosigue su descripción y análisis del Procedimiento Interno, señalando que la sección N°5 regula los escenarios posibles para que ocurra la aplicación del Artículo 45, y que la sección N°6 dispone las condiciones necesarias para su aplicación. Luego, se refiere a la sección N°7, que regula el orden de ejecución de acciones, especificando las acciones que deberá efectuar el CEN una vez verificadas las condiciones de aplicación del Artículo 45. Agrega que en dichas acciones no se regularía nada sobre la forma de actuar respecto de las centrales que operan con autodespacho PMGD y PMG para realizar el ajuste que instituye en la sección N°4, literales f) y g), ya sea en forma directa o por medio de las empresas distribuidoras, quedando únicamente la reducción señalada en la sección N°9, la cual regula una situación especial y distinta. En este sentido, reitera, el Procedimiento Interno estaría incompleto.

La empresa entiende que en el numeral 4 de la sección N°7 el Coordinador va a calcular el monto total de generación a reducir de las unidades con costo variable cero, incluidas las unidades con autodespacho, como se señala en el Artículo 45 y en la sección N°4 del Procedimiento Interno, es decir, incluidos los PMGD y PMG. Sin embargo, indica, la reducción a las unidades con autodespacho no quedaría establecida en forma explícita en el referido procedimiento.

HRL indica que la sección N°8 dispone que, durante la OTR, el CdC realizará un recálculo del ajuste o reducción de generación de unidades con costo variable cero ya ejecutada, en función

de la señal Sitr del recurso disponible que disponga el SCADA para cada unidad generadora. Agrega que la sección no se refiere a los PMG con autodespacho y que, por su parte, los PMGD, siendo unidades que operan con autodespacho, no necesariamente cuentan con sistema SCADA, por lo que, sostiene, deben coordinarse por medio de las empresas distribuidoras, quedando por tanto incompleto el procedimiento de reducción respecto de estas unidades.

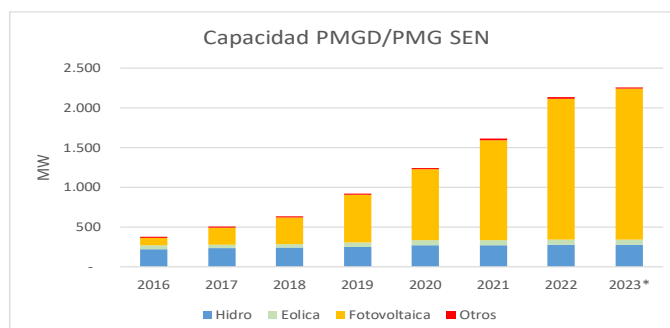
La discrepante finaliza esta parte de su presentación mencionando que en la sección N°9 se regula la instrucción de reducción a empresas de distribución, referida a lo dispuesto en el artículo 102 del Reglamento MGPE, situación distinta a la regulada en el Artículo 45. Al respecto, sostiene que no se puede pensar que este es el procedimiento para aplicar en el caso previsto en la sección N°4 literales f) y g) del Procedimiento Interno.

A continuación, la empresa se refiere a ciertos antecedentes de hecho que le parecen relevantes. Al respecto, expone que como respuesta a sus observaciones durante la tramitación del Procedimiento Interno, el CEN señaló que "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".

De la respuesta del Coordinador, la discrepante desprende que dicho organismo entiende que "conforme a la normativa vigente" solo se aplicarían los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, en los que se regula la situación de reducción de los PMGD y PMG ante situaciones que pongan en riesgo la seguridad en el SEN. En este contexto, HRL argumenta que la normativa vigente también está constituida por el Reglamento de la Coordinación (específicamente el Artículo 45) que tiene el mismo rango, vigencia y validez que el Reglamento MGPE, y que serían complementarios ya que regulan situaciones distintas.

Para la discrepante, las respuestas del CEN a las observaciones realizadas al Procedimiento Interno suponen una interpretación errada y sin respaldo normativo, toda vez que limitaría la prorrata de las centrales con autodespacho PMGD a la aplicación de la sección N°9 del Procedimiento Interno, que regulan los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Para apreciar los efectos sistémicos que tendrá a futuro la aplicación del Procedimiento Interno, la discrepante indica que a fines de 2022 la capacidad instalada en PMG y PMGD ya sobrepasan los 2.000 MW, siendo la mayor parte de esta capacidad centrales con tecnología solar fotovoltaica (1.900 MW).

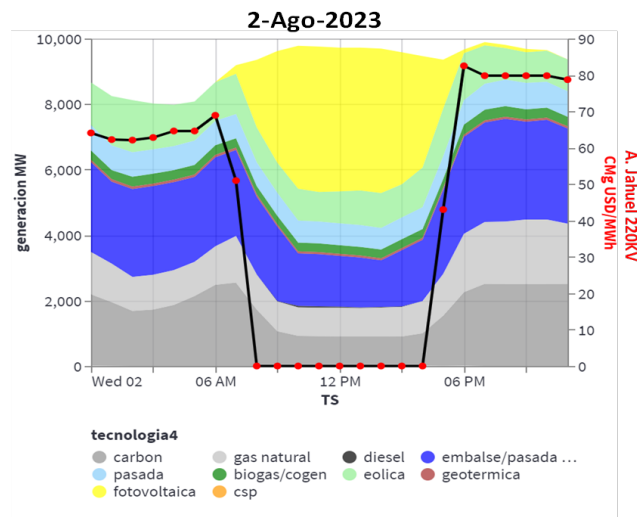


Agrega que, a nivel total sistémico, incluyendo los PMGD y PMG, la potencia instalada renovable del sistema, sin contar embalses, sobrepasa los 15.000 MW.

En este contexto, HRL releva el hecho que, a diferencia de las centrales eólicas e hidroeléctricas, la participación de las centrales fotovoltaicas se concentra en los horarios diurnos, aunque con una cierta estacionalidad invernal a la baja producto de la menor radiación registrada en esos meses. Aun así, agrega, en horarios diurnos la generación renovable no gestionable estaría sobrepasando la demanda durante gran parte de las horas del año, la que actualmente es cercana a 12.000 MW.

Según la discrepante, la importante cantidad de potencia renovable disponible en horario diurno, sumado a los mayores requerimientos de reservas termoeléctricas y al hecho de que la demanda solo llega a cerca 12.000 MW, evidenciaría, vía vertimientos, las limitaciones en la capacidad de colocación de estas unidades, lo que a su juicio justificaría plenamente aplicar lo normado por el Artículo 45. Es decir, prosigue, aplicando la prorrata de vertimiento a todo el parque de generación, incluidas las unidades que operan con autodespacho.

En el gráfico que se reproduce a continuación, HRL muestra la operación horaria del sistema para el día 2 de agosto de 2023, indicando que en este se aprecia una gran cantidad de oferta renovable en horario solar, además de cerca de 2.000 MW de reservas térmicas, provocando un vertimiento del orden de 1.500 MW en ese horario y un costo marginal sistémico nulo en casi todas barras del SEN desde Puerto Montt a Cruceiro.



La discrepante afirma que, conforme a datos entregados por el Coordinador, el próximo año la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica alcanzará los 13.500 MW; de los cuales se estima que aproximadamente 4.600 MW serán centrales fotovoltaicas con autodespacho PMGD y PMG, las que pasarán a representar cerca del 40% de la demanda total del sistema en horario diurno.

Desde otra perspectiva, HRL destaca que de acuerdo con las normas que rigen las centrales que califican como PMGD y PMG, además de operar con autodespacho, tienen la opción de acogerse al PE, publicado semestralmente por la CNE. A la fecha, agrega, casi la totalidad de la generación PMGD y PMG que se encuentra acogida al PE, operaría bajo el artículo transitorio del Reglamento MGPE, que por 14 años mantendrá el Precio de Nudo de Corto Plazo como PE, precio que fija también semestralmente la CNE, y que no tiene una estacionalidad horaria.

De esta forma, prosigue HRL, toda la energía inyectada al sistema por parte de unidades PMGD y PMG que se encuentran acogidas al régimen de PE pueden vender a dicho precio, sin perjuicio de si existe o no vertimiento en el sistema, y costos marginales nulos.

La empresa describe que el pago que reciben las centrales PMGD y PMG que se encuentran acogidas al PE es cubierto en los Balances de Transferencias de Energía que efectúa el Coordinador, en los que la diferencia entre el PE y el costo marginal horario de cada barra es asumida por los generadores con contratos, a prorrata de sus retiros.

De esa forma, prosigue HRL que, si bien pueden existir meses en que el PE está por debajo del costo marginal, implicando transferencias desde los PMGD y PMG hacia los generadores con retiros, este mecanismo no resulta neutro ni financiera ni tecnológicamente. Agrega que esta situación ya ha sido advertida por el CEN en su Informe de Monitoreo de la Competencia. Para la empresa, en línea con lo anterior, el Coordinador, con fecha 12 de julio de 2023, haciendo ejercicio de su facultad de recomendación normativa establecida en el artículo 190 del Reglamento de la Coordinación, ofició al Ministerio señalando lo siguiente:

“El mecanismo de estabilización de precios establecido por el Decreto Supremo N°88 para los proyectos de generación de pequeña escala (PMG/PMGD) plantea desafíos significativos que requieren ser abordados. Observamos que el mecanismo actual no garantiza su neutralidad en ningún periodo de evaluación, sino que se asemeja más a un subsidio que deben asumir los agentes que poseen contrato de suministro, discriminado, en particular, a favor de los PMGD con tecnología solar”.

Para la discrepante, la evolución de las transferencias acumuladas producto del PE desde el año 2016 a marzo de 2023, darían cuenta de un sesgo en favor de la tecnología solar fotovoltaica.

HRL señala que las transferencias en favor de la tecnología solar fotovoltaica irán incrementándose a futuro, tanto por el aumento de la capacidad instalada PMGD y PMG prevista (más de 2.000 MW adicionales a lo existente), como también por la mayor cantidad de eventos de vertimientos sistémicos de energía renovable derivados de un exceso de oferta en el horario diurno, que llevan el costo marginal del sistema a cero en estos horarios.

Según la empresa, al no considerar una prorrata de vertimiento a las centrales autodespachadas PMG y PMGD y dado que estas unidades acceden a un régimen de precio distinto al costo marginal sistémico, se terminaría aumentando el costo de abastecimiento de los retiros y del sistema y, en definitiva, se aumentaría el costo de suministro a clientes. En efecto, agrega, el hecho de no aplicar la prorrata de vertimientos a las unidades con

autodespacho PMGD y PMG implicaría que aquellas centrales renovables de mayor escala con contratos, muchas de las cuales han advertido estar en riesgo financiero crítico, deberían reducir en mayor proporción su energía inyectada al sistema, valorizada a un costo marginal cero durante todo el vertimiento, pero al mismo tiempo pagar a sus competidores en el mercado una mayor cantidad de energía a un costo superior, igual a la diferencia entre el PE y el costo marginal nulo que se produce durante el vertimiento. Así, en opinión de la discrepante, no aplicar las reducciones a las centrales con autodespacho PMG y PMGD sería equivalente a operar forzosamente en el sistema una unidad con costo variable igual al PE, en circunstancias de que el costo marginal del sistema es nulo, incurriéndose por lo tanto en una pérdida neta para el sistema.

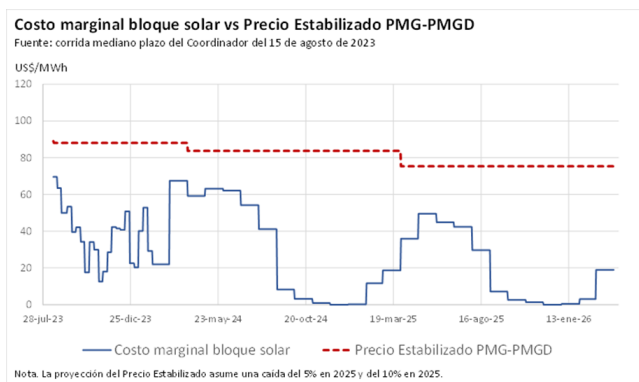
La discrepante divide el vertimiento informado por el Coordinador para el período marzo a junio de 2023, en centrales con capacidad instalada superior a 9 MW, y centrales con autodespacho de no más de 9 MW.

Al respecto, señala que el vertimiento de energía de las plantas fotovoltaicas de más de 9 MW de capacidad sería de 260 GWh, en tanto que para el mismo período las plantas fotovoltaicas de 9 MW o menos el vertimiento ascendería a 81 GWh.

Para las plantas eólicas en tanto, indica que el vertimiento sería de 168 y 2 GWh respectivamente.

La empresa afirma que de haberse considerado reducciones en las centrales autodespachadas, su prorrata habría alcanzado a 83 GWh, principalmente en las centrales solares FV. Agrega que el efecto económico de esta prorrata de vertimiento en las centrales PMG y PMGD habría significado un ahorro sistémico de cerca de 7,4 millones de USD, monto que se derivaría del hecho de que la generación PMGD y PMG que se encuentra acogida al mecanismo, es remunerada por el sistema al PE, cuyo promedio alcanzó en ese período a unos 89 USD/MWh y el costo marginal durante los eventos de vertimiento es cero.

En el siguiente gráfico la discrepante muestra una proyección del PE en comparación con el costo marginal proyectado en horario solar, donde se apreciaría la brecha de valorización de la energía PMG y PMGD acogida a PE, brecha que en su opinión se irá incrementado debido al aumento de la oferta de energía en estos horarios.



En escrito complementario, HRL señala que el Reglamento de la Coordinación y el de MGPE - en el artículo 45 del primero, y en los artículos 102 y 120 del segundo-, se complementan y no serían excluyentes, puesto que regularían materias distintas para las centrales generadoras que operan bajo el régimen de autodespacho.

Indica que el Coordinador insistió en la Audiencia Pública que sólo puede interrumpir el régimen de autodespacho debido a una contingencia que ponga en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, puesto que no tendría las facultades para ajustar las unidades generadoras que operan con autodespacho en conjunto con las demás que están sujetas al resultado de la optimización de la operación. Indica que, adicionalmente, señaló que las unidades bajo el régimen de autodespacho son un "dato" y no puede optimizarlas. En este punto, la empresa releva que el Artículo 45 no se refiere a la optimización, sino que instruye un "ajuste" que limita las inyecciones por causa expresa, al igual que ocurre en el caso de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, solo que estas disposiciones limitan a los PMGD y PMG por razones distintas. Para la discrepante, el Coordinador, por tanto, aplica sólo los artículos 102 y 120 y desconocería la potestad, facultad y responsabilidad que le instruiría y el texto expreso del Artículo 45.

Según HRL, el Coordinador no aplicaría el texto expreso del Artículo 45. De las respuestas del Coordinador, la discrepante desprende que dicho organismo entiende que la expresión "conforme a la normativa vigente", del Artículo 45, solo se referiría a los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, en los que se regula el ajuste de reducción de los PMGD y PMG ante situaciones que pongan en riesgo la seguridad en el sistema.

Luego la discrepante se refiere a los principios de interpretación jurídica, destacando, en primer lugar, la regla del artículo 19 del Código Civil que dispone: "Cuando el sentido de la ley es claro, no se desatenderá su tenor literal, a pretexto de consultar su espíritu". En este contexto, HRL argumenta que el texto del inciso segundo del Artículo 45 es expreso y claro al señalar que "Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente".

Luego la empresa se refiere al elemento lógico, establecido en el artículo 22 inciso primero del Código Civil, con arreglo al cual "el contexto de la ley servirá para ilustrar el sentido de cada una de sus partes, de manera que haya entre todas ellas la debida correspondencia y armonía". Para la empresa este principio consiste en la correspondencia que debe existir entre las diversas disposiciones de la ley o norma, y supone que las disposiciones de una ley o norma hacen un conjunto coherente y que deben ser interpretadas no en forma aislada unas de otras, sino en el contexto de la norma legal y en forma armónica.

En consecuencia, en virtud de los argumentos expuestos, para HRL la "normativa vigente" no se referiría solamente a la aplicación de los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE y, lo más relevante, no excluiría la aplicación a los PMG y PMGD del inciso segundo del Artículo 45.

En relación con el autodespacho, la discrepante plantea que la LGSE, en el inciso tercero del artículo 72-2, señala que el reglamento podrá exigir condiciones distintas a los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros



criterios técnicos. Agrega que, para el caso en que no exista capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación de centrales con igual costo variable disponible, el inciso segundo del Artículo 45 no exige condiciones distintas para las centrales que operan con autodespacho; así, en su opinión, preservando el principio de operación económica y de la no discriminación de la LGSE, la generación que opera con autodespacho quedaría expresamente contemplada con las mismas exigencias que rigen al resto de las unidades generadoras del sistema a las que se refiere la citada disposición.

La empresa destaca que el autodespacho ha operado con las limitaciones señaladas en las diversas normas reglamentarias, y que estas pueden ser acordadas con las distribuidoras o impuestas por el CEN. En este sentido, menciona los artículos 93, 102, 120 del Reglamento MGPE, el Artículo 45 y el caso de los decretos preventivos de racionamiento. Para la discrepante, la facultad de limitar o suspender el autodespacho en ningún caso desnaturaliza o tergiversa su definición, en tanto la única limitación que tiene el autodespacho es que se puede aplicar siempre y cuando no vulnere los principios legales de velar por la seguridad, la operación más económica y el acceso abierto.

Por otra parte, prosigue la discrepante, la definición de autodespacho señalada en el artículo 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación, en su frase final que dispone "(...) y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico (...)", daría a entender, a su juicio, dos conclusiones:

- En casos en que las disposiciones faculden al Coordinador a exigir condiciones distintas a las centrales que operan con autodespacho (en virtud de lo dispuesto en el artículo 72-2 de la LGSE), lo deben habilitar expresamente, lo cual se desprendería de lo dispuesto en el artículo 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación al poner la expresión "y que puede ser aplicado" en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad (...). Es decir, la palabra "puede" se emplea en el sentido de "facultad". Agrega que cuando el regulador quiere establecer una obligación para el Coordinador lo dispone claramente a través de la palabra "debe" o a través de una disposición de carácter imperativa.
- En los casos que ocurran contingencias que pongan en riesgo la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, el Coordinador podrá, cuando sea necesario, limitar las inyecciones de los PMGD o PMG. En este sentido, el artículo 102 del Reglamento MGPE y la definición de autodespacho establecida en el artículo 2 literal a) del mismo cuerpo legal, serían plenamente armónicos, puesto que, al estimar el Coordinador, a modo de ejemplo, que no es necesario limitar las inyecciones de los PMGD, éstos podrían seguir despachando, dado que estarían habilitados para hacerlo.

La empresa indica que el Reglamento MGPE no regula en ninguna de sus disposiciones el vertimiento por falta de colocación de la generación, pues éste se encontraría regulado expresamente en el Artículo 45, que considera a todas las unidades generadoras, incluyendo expresamente a las que operan con autodespacho. Agrega que el Reglamento MGPE entró en vigencia en octubre de 2020, es decir, en forma posterior al Reglamento de la Coordinación.



Concluye que si el regulador hubiera querido normar la situación de vertimiento por falta de colocación en el Reglamento MGPE, lo hubiera hecho, sin embargo, no lo hizo, porque ya se encontraba regulado en el Artículo 45.

La discrepante insiste en que las normas reglamentarias del Reglamento MGPE y del Reglamento de la Coordinación no son excluyentes, y que el Artículo 45 inciso segundo es una norma plenamente vigente y aplicable a los PMGD y PMG desde el punto de vista reglamentario en cuanto a la temporalidad, jerarquía y especialidad.

Respecto del principio de especialidad, la discrepante afirma que el Reglamento MGPE pareciera ser especial y específico y considerarse que prevalece por sobre el Reglamento de la Coordinación, en el sentido de incluir o no a los PMGD y PMG en el ajuste del artículo. No obstante, prosigue, entre el Artículo 45 y los artículos 102 y 120 no existiría contradicción, puesto que ambas disposiciones tratarían materias distintas.

Por último, respecto del principio de temporalidad, HRL afirma que se aplica por regla general a normas de igual fuerza normativa y cuando éstas entran en conflicto debido a que tratan materias similares, en cuyo caso la norma posterior deroga la norma anterior ya sea tácita o expresamente. En este ámbito, argumenta que, sin perjuicio de que el Reglamento MGPE entró en vigencia en forma posterior al Reglamento de la Coordinación, el regulador no derogó ni en forma expresa ni tácita el Artículo 45, por lo que dicho artículo se seguiría aplicando en su integralidad para el caso que se dé la hipótesis de falta de capacidad de colocación por exceso de oferta.

Sobre la aplicación de la prorrata, la discrepante señala que el ajuste a las reducciones debiera aplicarse a las inyecciones de los PMGD y PMG que operan con autodespacho, y no sólo a la magnitud de los flujos excedentarios que hacen uso de los sistemas de transmisión, toda vez que la norma del Artículo 45 regula los problemas de exceso de generación o falta de capacidad de colocación y no discriminaría respecto de la ubicación de las unidades de generación. Agrega que una aplicación de la prorrata al excedente del flujo en sistemas zonales sería incorrecta porque:

- La prorrata de reducción se aplica las inyecciones de los excedentes de las centrales que operan con autodespacho, no sólo a las que hacen uso de los sistemas de transmisión. Así lo señala la definición de excedentes de potencia del artículo 7 literal k) del Reglamento MGPE, que no los restringe a los sistemas de transmisión.
- No existiría infracción al artículo 79 de la LGSE, y no sería un argumento lógico desde el punto de vista regulatorio que a una unidad operando bajo el régimen de autodespacho sólo se le aplique el ajuste señalado en el Artículo 45 inciso segundo cuando provoque excedentes de flujos netos en el sistema de transmisión zonal.
- Tampoco resultaría lógico desde el punto de vista económico y del mercado eléctrico común, pues la legislación ha promovido que los generadores puedan suscribir contratos de suministro de energía en todo el sistema, incluyendo la relación con clientes que se encuentran en zonas de distribución. De la misma manera, un PMGD es un coordinado

como cualquier otro y está capacitado para suscribir contratos de suministro, tanto dentro de la propia zona de la distribuidora como en cualquier otro punto del SEN.

- Física y eléctricamente las inyecciones en distribución de los PMGD producen un efecto equivalente a la inyección de cualquier otro generador del sistema ubicado en otras zonas del SEN, salvo por los efectos asociados a las pérdidas. En el caso que se busca regular con el Procedimiento Interno, esto es, cuando existe exceso de capacidad de colocación en el sistema con vertimientos y costo marginal cero, el efecto económico de las pérdidas es nulo, no así el efecto económico del pago que reciben los PMGD por su energía a PE.

Para la discrepante no sería correcta la afirmación del CEN cuando plantea que los PMGD o PMG con autodespacho no se encuentran en las políticas de orden económico y, por tanto, no se pueden optimizar. Al respecto, HRL sostiene que el ajuste del Artículo 45 no es una optimización, sino una norma que habilita al Coordinador a rebajar inyecciones de unidades de igual costo variable.

Sobre la capacidad técnica para instruir limitaciones, la empresa argumenta que la gran mayoría de centrales PMGD tienen una operación remota con capacidad de monitoreo y tele comando. Añade que los sistemas de comunicación actualmente disponibles son suficientes para que el CEN pueda instruir limitaciones por medio de las distribuidoras y otros CdC. Al respecto, agrega que para el caso de instruir limitaciones a las unidades PMGD y PMG con autodespacho no se requiere implementar un SITR como el considerado en la NTSyCS, sino simplemente un mecanismo que permita telecomandar y monitorear la instrucción de limitación que imparta el Coordinador, lo que puede realizarse directamente o por medio de terceros, como sería el caso de las empresas distribuidoras.

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

- “1. Instruir al Coordinador Eléctrico Nacional que considere expresamente el mecanismo a aplicar a las unidades que operan con Autodespacho, esto es a los PMGD y PMG que operan en esta modalidad, en forma tal de dar cumplimiento al ajuste instruido en el Art 45 del DS N°125 y a lo dispuesto en el literal g) de la sección N°4 del Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales de igual Costo Variable – Julio 2023.
2. Que a efecto de regular lo anterior, en la sección N°7, que trata la Orden de Ejecución de Acciones, del Coordinador incorpore un mecanismo de ajuste que considere en forma expresa a todas las unidades, incluidas las centrales con que operan con Autodespacho PMGD y PMG, a prorrata de su potencia máxima, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, ya sea a través de las Empresas Distribuidoras o en forma directa.
3. Asimismo, se instruya ajustar el mecanismo de la sección N°8 siguiendo un procedimiento similar al que se desarrolle en la sección N°7, conforme a lo solicitado en el numeral anterior”.

## 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>1</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>1</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 que 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 SISTR 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 reconociéndoles, 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 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 SISTR mientras se cumpla dicha condición”.

Prosigue señalando que la misma NTCO<sup>2</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 SISTR 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 SISTR, 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 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

---

<sup>2</sup> NTCO, Art. 4-14 Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas.



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>3</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.

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

---

<sup>3</sup> Informe Consolidado de Respuestas a la Modificación de la NTCO, julio 2019. Pág 108, Obs Id 61.

(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, este 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 HRL respecto del Procedimiento Interno.

### 2.3 Presentación de Aela

Aela, en calidad de interesada, señala que adhiere a la formulación de HRL en su discrepancia ante el Panel.

En primer lugar, la interesada indica que la discrepante argumenta que el Procedimiento Interno se encuentra incompleto, puesto que no regula la forma en que el Coordinador entregará las directrices, comunicaciones o instrucciones para que opere el ajuste de las centrales que operan bajo autodespacho, entre estas, las centrales que califican como PMGD y PMG que optaron por autodespacho, situación expresamente instruida en el Artículo 45.

Aela plantea que, a su juicio, efectivamente el Coordinador realiza una equivocada interpretación de la regulación vigente, toda vez que el referido Artículo 45 indica de manera expresa que el ajuste de colocación de energía deberá considerar también la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho.

La interesada señala que el artículo 7 del Procedimiento Interno, que expone el orden de ejecución de acciones, señala seis pasos a seguir por el CEN en caso de que se deban aplicar prorrata para reducir generación de unidades con costo variable cero. Sin embargo, agrega, dentro de esto no se establece de manera expresa que las prorratas de generación deban ser aplicadas a centrales con autodespacho. Más aún, prosigue, en el último párrafo del artículo 7 del Procedimiento Interno se indica que este tipo de centrales están exentas de formar parte del SCED (sigla en inglés de "*Security Constrained Economy Dispatch*"), sistema mediante el cual el CEN busca aplicar las prorratas de generación de manera automática.

Aela declara haber presentado una observación al documento, solicitando incluir la aplicación de prorratas a PMGD que operen con autodespacho, a través de la instrucción a los CdC de las empresas distribuidoras. Indica que la respuesta del CEN a dicha observación desestima lo planteado por la empresa, indicando que la normativa vigente para regular la generación que proviene de centrales con autodespacho se encuentra definida en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, limitándose a restringir la generación solamente en casos de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

Para la interesada, la posición del CEN consiste en una interpretación errónea de los artículos del Reglamento MGPE, ya que en estos casos se aborda solamente la reducción de generación de centrales con autodespacho ante la ocurrencia de contingencias en los sistemas de distribución, pero de ninguna manera constituyen una exención para las centrales operadas con autodespacho a ser consideradas en la aplicación de prorratas para centrales de igual costo marginal.

La empresa relata que, en respuesta a su observación, el mismo CEN menciona el Artículo 45, indicando 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”.

Según la interesada, el hecho de excluir a las centrales con autodespacho de la aplicación de las prorratas correspondientes supone un incumplimiento al Artículo 45 y, por otra parte, los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE no corresponderían a condiciones necesarias para aplicar el Artículo 45, sino más bien establecerían obligaciones adicionales al CEN de limitar la generación de cierto tipo de centrales, de manera de mantener la seguridad y calidad del suministro en las redes de distribución.

Concluye la interesada con los siguientes puntos:

- El Procedimiento Interno del CEN no establece condiciones para aplicar prorratas de generación a las centrales que operan bajo el régimen de autodespacho.
- El CEN fundamenta su decisión de eximir a este tipo de centrales de las prorratas de generación indicando que, para poder ajustar la generación de dichas centrales, es necesario que se den situaciones de contingencias en las redes en donde operan las centrales con autodespacho de acuerdo con lo establecido en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.
- La interpretación del CEN de los artículos de dicho reglamento es equivocada, ya que ahí se establecen condiciones adicionales de operación para las centrales con autodespacho, pero de ninguna forma constituyen una exención del Artículo 45.

En consideración a los argumentos expuestos, Aela solicita acoger la petición de HRL.

## **2.4 Presentación de Besalco**

Besalco señala tener interés en esta discrepancia toda vez que participa en los mercados de energía y potencia del SEN en calidad de coordinado.

Expresa que el CEN emitió el Procedimiento Interno, documento en el que se repasa la normativa que faculta al Coordinador para instruir reducciones en la generación de las centrales con igual costo variable en caso de que el sistema no sea capaz de consumir la totalidad de la energía producida; además de los distintos escenarios en los que las centrales que tienen costo variable o costo de oportunidad nulo deben reducir su generación y, adicionalmente, establece un orden de prelación sobre las acciones que debe ejecutar el CEN al momento de aplicar prorratas de generación sobre las centrales.

La empresa menciona que, conforme a los datos entregados por el CEN, el año 2024 la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica alcanzará los 13.500 MW, de los cuales se estima que cerca de 4.600 MW serán centrales fotovoltaicas con autodespacho, las que pasarán a representar cerca del 40% de la demanda total del sistema en horario solar. Por lo tanto, agrega, no aplicar las reducciones contempladas en el Artículo 45 a las centrales con autodespacho, además de constituir un incumplimiento de la normativa vigente, tendría graves consecuencias en la operación del SEN.

Precisa que, si bien el Procedimiento Interno reconoce que se debe aplicar la prorrata de reducción a las centrales con autodespacho y costo variable cero (en la sección 4, literales f) y g)), en su desarrollo posterior omite la manera de cómo ejecutar las reducciones a las unidades con autodespacho, para los casos dispuestos en el Artículo 45.

Agrega que en las respuestas a las observaciones planteadas por distintos coordinados sobre esta omisión, el CEN ha interpretado que el ajuste a las unidades con autodespacho queda abordado de acuerdo con lo regulado en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE. Sin embargo, explica, este ajuste, siendo correcto, corresponde a una situación distinta a lo señalado en el Artículo 45.

Expone que no incluir las centrales con autodespacho en el ajuste de ese artículo, norma vigente y aplicable a este caso, implicaría un incumplimiento a la normativa y generaría una discriminación arbitraria entre coordinados que, en este caso, conlleva a consecuencias económicas relevantes a los generadores que retiran energía del sistema y, en consecuencia, a sus clientes, implicando un mayor costo sistémico y alejándose del principio básico de coordinar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En vista de lo anterior, Besalco declara adherir a la discrepancia presentada por HRL contra el Procedimiento Interno, que no habría regulado en su totalidad la situación descrita expresamente en el Artículo 45 ya señalado, al no considerar el mecanismo de ajuste aplicable a las unidades con autodespacho.

## **2.5 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 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 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, desprende 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, esta empresa interesada 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 presentación complementaria, Grenergy se refiere a consulta del Panel en la Audiencia Pública, respecto de la relación entre los artículos 2 y 45 del Reglamento de la Coordinación.

Sobre el particular, señala que el mecanismo de autodespacho se encuentra definido en el literal a) del artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, que transcribe, destacando que en la parte inicial de este se establece que las unidades generadoras sujetas al régimen de autodespacho no se encuentran sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador.

Agrega que de manera coherente y sin contradicción, el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación señala que la programación de la operación se realizará considerando, al menos, los siguientes aspectos: “u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho”.

De ello concluye que esta norma incluyó a los PMGD y PMG con autodespacho en la programación de la operación que debe efectuar el Coordinador.

La empresa sostiene que el inciso segundo del Artículo 45, interpretado de manera coherente y concordante con la definición del artículo 2 literal a) de la misma norma para que su aplicación sea lógica, admitiría a su juicio una sola lectura correcta: el ajuste que deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho de acuerdo a la normativa vigente será aquel que sea compatible, precisamente, con la referida definición de autodespacho.

A continuación, se refiere al Artículo 45. Al respecto, señala que la primera parte de este, hasta el punto seguido, da cuenta de un ajuste aplicable a todas las unidades de generación que no operan con autodespacho. Luego señala que la segunda parte se refiere a “este ajuste” o el mismo ajuste referido. Es decir, prosigue, al que se aplica exclusivamente a unidades de generación que no operan con autodespacho, pues estas últimas están excluidas del resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.

De lo anterior concluye que el mismo ajuste al que están sujetas las unidades de generación que no operan con autodespacho, es inaplicable a las unidades de generación que sí operan con autodespacho.

Agrega que, si lo anterior es lógico, también debería serlo la frase “(...) deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

Al respecto, para Grenergy esa frase sería lógica sólo en cuanto se compute el volumen de generación con autodespacho que se debe restar del total de oferta a colocar para abastecer

la demanda, porque esta última se autoabastece total o parcialmente con su propia generación con autodespacho, la que, a su vez podría ser limitada de acuerdo con la regla que se les aplica especialmente, relacionada con el cumplimiento del principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, la que, asimismo, se detalla para efectos de su aplicación concreta en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Por consiguiente, acota, como la primera parte del inciso segundo del Artículo 45 no tiene una “y”, una coma o alguna expresión que adicione la generación con autodespacho al mismo ajuste, sólo puede interpretarse que la segunda parte del citado artículo no agrega la generación con autodespacho para que sea limitada por igual con las unidades que operan con autodespacho, pues en ese caso, se infringiría flagrantemente la exclusión del resultado de la optimización que se aplica exclusivamente a las unidades generadoras con autodespacho.

Adicionalmente la empresa interesada destaca que incluso la lectura que se le da en la discrepancia al inciso segundo del Artículo 45, que estima equivocada, sería inidónea para el objetivo perseguido, porque no establece clara y directamente una obligación al Coordinador para que aplique el mismo ajuste, mezclando generación que no tiene derecho a autodespacho con generación que sí tiene derecho al autodespacho, o a la inversa, generación obligada al resultado de la optimización de la operación con generación que tiene el derecho a no estar sujeta al resultado de esa optimización.

Así, para Grenergy, la expresión “considerar”, tendría relación exclusivamente con la programación de la operación y la magnitud del ajuste al que están obligadas las unidades de generación sin autodespacho.

De acuerdo con lo señalado, prosigue Grenergy, la información que las unidades generadoras con autodespacho aportan al Coordinador es relevante para que este determine la capacidad máxima de colocación de las unidades generadoras sujetas al resultado de la optimización, pero en ningún caso implicaría, en términos coloquiales, confundir un derecho —no estar sujeto al resultado de la optimización— de manera que se transforme en una obligación —estar sujeto al resultado de la optimización mediante el mismo ajuste de las unidades de generación que no tienen tal derecho—.

En conclusión, y en respuesta a la consulta del Panel, a juicio de Grenergy no existiría disconformidad o contradicción entre el artículo 2 literal a) con el Artículo 45, ambos del Reglamento de la Coordinación.

Grenergy desarrolla a continuación una interpretación sistemática señalando que el autodespacho se encuentra definido en el literal a) del artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, con arreglo al cual las unidades generadoras adscritas a ese régimen no se encuentran sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador, en conformidad a lo establecido en el DS 244, posteriormente reemplazado por el Reglamento MGPE.

Luego indica que el DS 244 señala que los medios de generación con autodespacho son aquellos “cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC”.

Añade que este mismo decreto establece que todo PMGD operará bajo el régimen de autodespacho, en virtud de lo cual su propietario u operador será responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado, y que, sin perjuicio de lo anterior, podrá acordarse con la empresa distribuidora limitar las inyecciones de energía por bloque horario. Luego señala que también se establece que el propietario u operador de la unidad generadora deberá coordinar la operación con la empresa distribuidora y con el CDEC —actualmente el Coordinador— para los efectos de la programación de la operación global del sistema, y la determinación de las transferencias entre generadores.

Prosigue Grenergy señalando que los PMG podrán optar al régimen de autodespacho para su operación y, al igual que en el caso de los PMGD, sus titulares y operadores serán responsables de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema, coordinando su operación directamente con la empresa distribuidora. Acota que, en virtud de lo anterior, estas generadoras estarán sujetas únicamente a la programación de la operación que efectúa el Coordinador en los mismos términos indicados para los PMGD según se revisó previamente.

De lo anterior, Grenergy concluye que la normativa reconocería que los PMGD y PMG sujetos al régimen de autodespacho sólo serán considerados para efectos de la programación de la operación, excluyéndose a éstos de la optimización de la operación que efectúa el Coordinador, en conformidad con la definición de medio de generación con autodespacho otorgada por el mismo DS 244.

La empresa destaca que el DS 244 fue dictado con anterioridad al Reglamento de la Coordinación, y que, en virtud de lo anterior, este último consideró la referida definición y su correspondiente regulación para efectos de su dictación e implementación.

Según Grenergy, cuando el Artículo 45 se refiere a la programación de la operación, y establece que, *a contrario sensu* de las unidades indicadas en la norma, no deben entenderse incorporadas como objeto de la prorrata a los PMGD y PMG con autodespacho, debido a que sólo se contempla que estas deban ser consideradas en la programación, pero no están sujetas a la optimización de la operación en atención a las características técnicas y tecnológicas que estas unidades representan y aportan en general al SEN.

Añade que, en este mismo sentido, el Reglamento MGPE que derogó el DS 244 y fue dictado con posterioridad al Reglamento de la Coordinación, reiterando en su artículo 7 literal c) la definición de autodespacho establecida en el DS 244.

Asimismo, prosigue, en los artículos 94 inciso segundo, y 111 inciso segundo del Reglamento MGPE, se indica que para efectos de la programación de la operación el Coordinador deberá considerar tanto a los PMGD como PMG, en relación con el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación relativo a las funciones de programación del Coordinador.

Por otro lado, Grenergy destaca que, respecto de las facultades del Coordinador en relación con estas unidades, la norma establece que se deberá efectuar una coordinación técnica entre los PMGD y PMG, resguardando la seguridad del servicio del sistema eléctrico, según consta en los artículos 94 inciso primero y 110 inciso final del Reglamento MGPE.

De lo expuesto, Grenergy concluye que el objeto de coordinación por parte del Coordinador respecto de los PMGD y PMG se centra en el principio de preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico. Acota que es relevante destacar que el Reglamento MGPE no considera ninguna norma de optimización, estableciendo únicamente limitaciones de generación indicadas en los artículos 102 y 120 de este reglamento, cuya justificación recae en la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio del sistema eléctrico, siendo por lo tanto coherente con lo anteriormente dicho.

Así, para Grenergy una interpretación sistemática, considerando el análisis en conjunto de la normativa aplicable, permite arribar a la misma conclusión respecto de lo que a su juicio sería la correcta lectura del inciso segundo del Artículo 45, en el sentido de que sería incompatible el ajuste de generación a los PMGD y PMG con el autodespacho, pues la lógica sistemática de la regulación sobre esta materia, incluyendo el mismo artículo 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación, no la sujeta a dicha medida, y le reconoce a estas unidades su régimen especial.

Para hacer una interpretación de acuerdo con el elemento histórico, Grenergy hace una reseña de lo que fue el proceso de dictación del Reglamento de la Coordinación y el Reglamento MGPE.

Al respecto, señala que este se inició con ocasión de la dictación de la Ley de Transmisión, la que en sus artículos transitorios ordenó elaborar los reglamentos necesarios para su aplicación en el plazo de un año a contar de su publicación. Así, prosigue, en abril de 2017 se inició el proceso para la dictación del Reglamento de la Coordinación.

Agrega que, en la ocasión, ciertos interesados observaron la limitación de generación de centrales de igual costo variable con ocasión de la falta de capacidad de colocación, específicamente respecto de los PMGD y PMG con autodespacho. Además, prosigue, se presentaron distintas propuestas de redacción del actual Artículo 45.

Grenergy indica que el Ministerio se pronunció respecto de los PMGD y PMG con régimen de autodespacho, señalando lo siguiente: "Se indica que uno de los aspectos que será considerado para la realización de la programación de operación corresponde a la operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con autodespacho". Señala que, asimismo, el Ministerio manifestó que "con el objeto de garantizar la coherencia en el ordenamiento jurídico" dispuso al final del referido documento que correspondía efectuar "la modificación del decreto Nº 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 Nº 20.936 (...)". De esta forma, prosigue Grenergy, con la dictación del Reglamento de la Coordinación se dio el



puntapié inicial para el proceso de actualización del DS 244, el cual concluyó con la dictación del Reglamento MGPE.

Así, para esta empresa interesada la dictación del Reglamento MGPE se ejecutó en consideración al Reglamento de la Coordinación, mediante el cual se incentivó esta modificación reglamentaria respecto a la regulación de los PMG y PMGD, y que en el Reglamento MGPE se efectuó una regulación que no sujetó a los PMGD y PMG con autodespacho a las restricciones del Reglamento de la Coordinación, aun cuando fue dictado en consideración a este. De lo anterior, Grenergy concluye que la intención de este reglamento fue reconocer que estas centrales, con ocasión de sus especiales características técnicas y tecnológicas, tienen un tratamiento específico y diferente en ciertas materias respecto de las demás unidades de generación, así como también de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-2 de la LGSE. Por ello, sostiene que no se les aplica el mismo ajuste al que se refiere el inciso segundo del Artículo 45, por no estar sujetas a la optimización de la operación de acuerdo con la definición contenida en el artículo 2 literal a) del referido reglamento, ciñéndose exclusivamente a lo dispuesto en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, por su aplicación especial y preferente en consideración a los beneficios particulares que aportan los PMGD y PMG con autodespacho a los sistemas eléctricos en los que operan.

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

## **2.6 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 autoproductores.

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 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".

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 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.

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, Lleuque 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 presentación complementaria, Lleuque se refiere a consulta del Panel en la Audiencia Pública, respecto de la relación entre los artículos 2 y 45 del Reglamento de la Coordinación.

Sobre el particular, señala que el mecanismo de autodespacho se encuentra definido en el literal a) del artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, que transcribe, destacando que en la parte inicial de este se establece que las unidades generadoras sujetas al régimen de autodespacho no se encuentran sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador.

Agrega que, de manera coherente, y sin contradicción, el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación señala que la programación de la operación se realizará considerando al menos los siguientes aspectos: “u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho”.

De ello concluye que esta norma incluyó a los PMGD y PMG con autodespacho en la programación de la operación que debe efectuar el Coordinador.

La empresa sostiene que el inciso segundo del Artículo 45, interpretado de manera coherente y concordante con la definición del artículo 2 literal a) de la misma norma para que su aplicación sea lógica, admitiría a su juicio una sola lectura correcta: el ajuste que deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con autodespacho de acuerdo a la normativa vigente será aquel que sea compatible, precisamente, con la referida definición de autodespacho.

A continuación, se refiere al Artículo 45. Al respecto, señala que la primera parte de este, hasta el punto seguido, da cuenta de un ajuste aplicable a todas las unidades de generación que no operan con autodespacho. Luego señala que la segunda parte se refiere a “este ajuste” o el mismo ajuste referido. Es decir, prosigue, al que se aplica exclusivamente a unidades de generación que no operan con autodespacho, pues estas últimas están excluidas del resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.

De lo anterior concluye que el mismo ajuste al que están sujetas las unidades de generación que no operan con autodespacho es inaplicable a las unidades de generación que sí operan con autodespacho.

Agrega que, si lo anterior es lógico, también debería serlo la frase “...deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente”.

Al respecto, para Lleuque esa frase sería lógica sólo en cuanto se compute el volumen de generación con autodespacho que se debe restar del total de oferta a colocar para abastecer

la demanda, porque esta última se autoabastece total o parcialmente con su propia generación con autodespacho, la que, a su vez, podría ser limitada de acuerdo con la regla que se les aplica especialmente, relacionada con el cumplimiento del principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, la que, asimismo, se detalla para efectos de su aplicación concreta en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE.

Por consiguiente, acota, como la primera parte del inciso segundo del Artículo 45 no tiene una “y”, una coma o alguna expresión que adicione la generación con autodespacho al mismo ajuste, sólo puede interpretarse que la segunda parte del citado artículo no agrega la generación con autodespacho para que sea limitada por igual con las unidades que operan con autodespacho, pues en ese caso se infringiría flagrantemente la exclusión del resultado de la optimización que se aplica exclusivamente a las unidades generadoras con autodespacho.

Adicionalmente la empresa interesada destaca que incluso la lectura que se le da en la discrepancia al inciso segundo del Artículo 45, que estima equivocada, sería inidónea para el objetivo perseguido, porque no establece clara y directamente una obligación al Coordinador para que aplique el mismo ajuste, mezclando generación que no tiene derecho a autodespacho con generación que sí tiene derecho al autodespacho, o a la inversa, generación obligada al resultado de la optimización de la operación con generación que tiene el derecho a no estar sujeta al resultado de esa optimización.

Así, para Lleuque, la expresión “considerar”, tendría relación exclusivamente con la programación de la operación y la magnitud del ajuste al que están obligadas las unidades de generación sin autodespacho.

De acuerdo con lo señalado, prosigue Lleuque, la información que las unidades generadoras con autodespacho aportan al Coordinador es relevante para que este determine la capacidad máxima de colocación de las unidades generadoras sujetas al resultado de la optimización, pero en ningún caso implicaría, en términos coloquiales, confundir un derecho -no estar sujeto al resultado de la optimización- de manera que se transforme en una obligación -estar sujeto al resultado de la optimización mediante el mismo ajuste de las unidades de generación que no tienen tal derecho.

En conclusión, y en respuesta a la consulta del Panel, a juicio de Lleuque no existiría disconformidad o contradicción entre el artículo 2 literal a) con el Artículo 45, ambos del Reglamento de la Coordinación.

Lleuque desarrolla a continuación una interpretación sistemática señalando que el autodespacho se encuentra definido en el literal a) del artículo 2 del Reglamento de la Coordinación, con arreglo al cual las unidades generadoras adscritas a ese régimen no se encuentran sujetas a la optimización de la operación que efectúa el Coordinador, en conformidad a lo establecido en el DS 244, posteriormente reemplazado por el Reglamento MGPE.

Luego indica que el DS 244 señala que los medios de generación con autodespacho son aquellos “cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC”.

Añade que este mismo decreto establece que todo PMGD operará bajo el régimen de autodespacho, en virtud de lo cual su propietario u operador será responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado, y que, sin perjuicio de lo anterior, podrá acordarse con la empresa distribuidora limitar las inyecciones de energía por bloque horario. Luego señala que también se establece que el propietario u operador de la unidad generadora, deberá coordinar la operación con la empresa distribuidora y con el CDEC -actualmente el Coordinador- para los efectos de la programación de la operación global del sistema, y la determinación de las transferencias entre generadores.

Prosigue Lleuque señalando que los PMG podrán optar al régimen de autodespacho para su operación y, al igual que en el caso de los PMGD, sus titulares y operadores serán responsables de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema, y coordinarán su operación directamente con la empresa distribuidora. Acota que, en virtud de lo anterior, estas generadoras estarán sujetas únicamente a la programación de la operación que efectúa el Coordinador en los mismos términos indicados para los PMGD según se revisó previamente.

De lo anterior, Lleuque concluye que la normativa reconocería que los PMGD y PMG sujetos al régimen de autodespacho sólo serán considerados para efectos de la programación de la operación, excluyéndose a las mismas de la optimización de la operación que efectúa el Coordinador, en conformidad con la definición de medio de generación con autodespacho otorgada por el mismo DS 244.

La empresa destaca que el DS 244 fue dictado con anterioridad al Reglamento de la Coordinación, y que, en virtud de lo ello, este último consideró la referida definición y su correspondiente regulación para efectos de su dictación e implementación.

Según Lleuque, el Artículo 45 se refiere a la programación de la operación y establece que, a *contrario sensu* de las unidades indicadas en la norma, no deben entenderse incorporadas como objeto de la prorrata a los PMGD y PMG con autodespacho, debido a que sólo se contempla que estas deban ser consideradas en la programación, pero no están sujetas a la optimización de la operación, en atención a las características técnicas y tecnológicas que estas unidades representan y aportan en general al SEN.

Añade que, en este mismo sentido, el Reglamento MGPE que derogó el DS 244 y fue dictado con posterioridad al Reglamento de la Coordinación, reiterando en su artículo 7 literal c) la definición de autodespacho establecida en el DS 244.

Asimismo, prosigue, en los artículos 94 inciso segundo y 111 inciso segundo del Reglamento MGPE se indica que, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar tanto a los PMGD como PMG, en relación con el artículo 44 del Reglamento de la Coordinación relativo a las funciones de programación del Coordinador.



Por otro lado, Lleuque destaca que, respecto de las facultades del Coordinador en relación con estas unidades, la norma establece que se deberá efectuar una coordinación técnica entre los PMGD y PMG y el Coordinador solamente para los efectos de resguardar la seguridad del servicio del sistema eléctrico, según consta en los artículos 94 inciso primero y 110 inciso final del Reglamento MGPE.

De lo expuesto, la empresa concluye que el objeto de coordinación por parte del Coordinador respecto de los PMGD y PMG se centra en el principio de preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico. Acota que es relevante destacar que el Reglamento MGPE no considera ninguna norma de optimización, estableciendo únicamente limitaciones de generación indicadas en los artículos 102 y 120 de este reglamento, cuya justificación recae en la ocurrencia de contingencias que pongan en riesgo la seguridad del servicio del sistema eléctrico, siendo por lo tanto coherente con lo anteriormente dicho.

Así, para Lleuque, una interpretación sistemática, considerando el análisis en conjunto de la normativa aplicable, permite arribar a la misma conclusión respecto de lo que a su juicio sería la correcta lectura del inciso segundo del Artículo 45, en el sentido de que sería incompatible el ajuste de generación a los PMGD y PMG con el autodespacho, pues la lógica sistemática de la regulación sobre esta materia, incluyendo el mismo artículo 2 literal a) del Reglamento de la Coordinación, no la sujeta a dicha medida, y le reconoce a estas unidades su régimen especial.

Para hacer una interpretación de acuerdo con el elemento histórico, Lleuque hace una reseña de lo que fue del proceso de dictación del Reglamento de la Coordinación y el Reglamento MGPE.

Al respecto, señala que este se inició con ocasión de la dictación de la Ley de Transmisión, la que en sus artículos transitorios ordenó elaborar los reglamentos necesarios para su aplicación en el plazo de 1 año a contar de su publicación. Así, prosigue, se inició en abril de 2017 el proceso para la dictación del Reglamento de la Coordinación.

Agrega que, en la ocasión, ciertos interesados observaron la limitación de generación de centrales de igual costo variable con ocasión de la falta de capacidad de colocación, específicamente respecto de los PMGD y PMG con autodespacho. Además, prosigue, se presentaron distintas propuestas de redacción del actual Artículo 45.

Lleuque indica que el Ministerio se pronunció respecto de los PMGD y PMG con autodespacho, señalando lo siguiente: "Se indica que uno de los aspectos que será considerado para la realización de la programación de operación corresponde a la operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con autodespacho". Señala que, asimismo, el Ministerio manifestó que "con el objeto de garantizar la coherencia en el ordenamiento jurídico" dispuso al final del referido documento que correspondía efectuar "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 (...)". De esta forma, prosigue Lleuque, con la dictación del Reglamento de la Coordinación se dio el puntapié inicial



para el proceso de actualización del DS 244, el cual concluyó con la dictación del Reglamento MGPE.

De este modo, para esta empresa interesada la dictación del Reglamento MGPE se ejecutó en consideración al Reglamento de la Coordinación, mediante el cual se incentivó esta modificación reglamentaria respecto a la regulación de los PMG y PMGD, y que, en el Reglamento MGPE, se efectuó una regulación que no sujetó a los PMGD y PMG con autodespacho a las restricciones del Reglamento de la Coordinación, aun cuando fue dictado en consideración a este. De lo anterior Lleuque concluye que la intención de este reglamento fue reconocer que estas centrales, con ocasión de sus especiales características técnicas y tecnológicas, tienen un tratamiento específico y diferente en ciertas materias respecto de las demás unidades de generación, así como también de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-2 de la LGSE. Por ello, sostiene que no se les aplica el mismo ajuste al que se refiere el inciso segundo del Artículo 45, por no estar sujetas a la optimización de la operación de acuerdo con la definición contenida en el artículo 2 literal a) del referido reglamento, ciñéndose exclusivamente a lo dispuesto en los artículos 102 y 120 del Reglamento MGPE, por su aplicación especial y preferente en consideración a los beneficios particulares que aportan los PMGD y PMG con autodespacho a los sistemas eléctricos en los que operan.

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

## **2.7 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 se 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 empresasseñalan 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 Autoprodutores 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 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 Nº244, 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 Nº20.936, y por otro, la modificación del decreto Nº23, 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.

## **2.8 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 Autoprodutores 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 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 redundará 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 NTCO (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 NTCO, 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 HRL.

## **2.9 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 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 autoprodutores 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>4</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

---

<sup>4</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.

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 autoproductores 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 HRL y, en definitiva, rechazarla.

## **2.10 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 la 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.

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 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 Autoprodutores 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 Autoproductores 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 Autoprodutores 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 HRL, 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 al Coordinador que considere expresamente el mecanismo a aplicar a las unidades que operan con autodespacho, en forma tal de dar cumplimiento al ajuste instruido en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación y a lo dispuesto en el literal g) de la Sección 4 del Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales de igual Costo Variable – Julio 2023
  - Que a efecto de regular lo anterior, en la Sección 7, que trata la “Orden de Ejecución de Acciones”, el Coordinador incorpore un mecanismo de ajuste que considere en forma expresa a todas las unidades, incluidas las centrales con que operan con autodespacho PMGD y PMG, a prorrata de su potencia máxima, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, ya sea a través de las empresas distribuidoras o en forma directa
  - Asimismo, se instruya ajustar el mecanismo de la Sección 8

siguiendo un procedimiento similar al que se desarrolle en la Sección 7, conforme a lo solicitado en el numeral anterior

Alternativa 2: Rechazar la petición de Hidroeléctrica Río Lircay S.A.

### 3.2. Análisis

HRL 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.

La empresa considera que no incluir las centrales con autodespacho en el referido ajuste implicaría un incumplimiento a la normativa y generaría una discriminación arbitraria entre coordinados y, a su vez, consecuencias económicas relevantes a los generadores que retiran energía del sistema y, por tanto, a sus clientes. A su entender, ello supondría un mayor costo sistémico y se alejaría del principio básico de coordinar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

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

Según se advierte, ambas partes invocan en sustento de sus posiciones el Artículo 45. Por un lado, la discrepante indica que esta disposición obligaría al CEN a incluir a las centrales que operan bajo el régimen de autodespacho en el ajuste que prescribe el citado artículo, en caso de que no exista capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. 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 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” (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 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” (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.

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

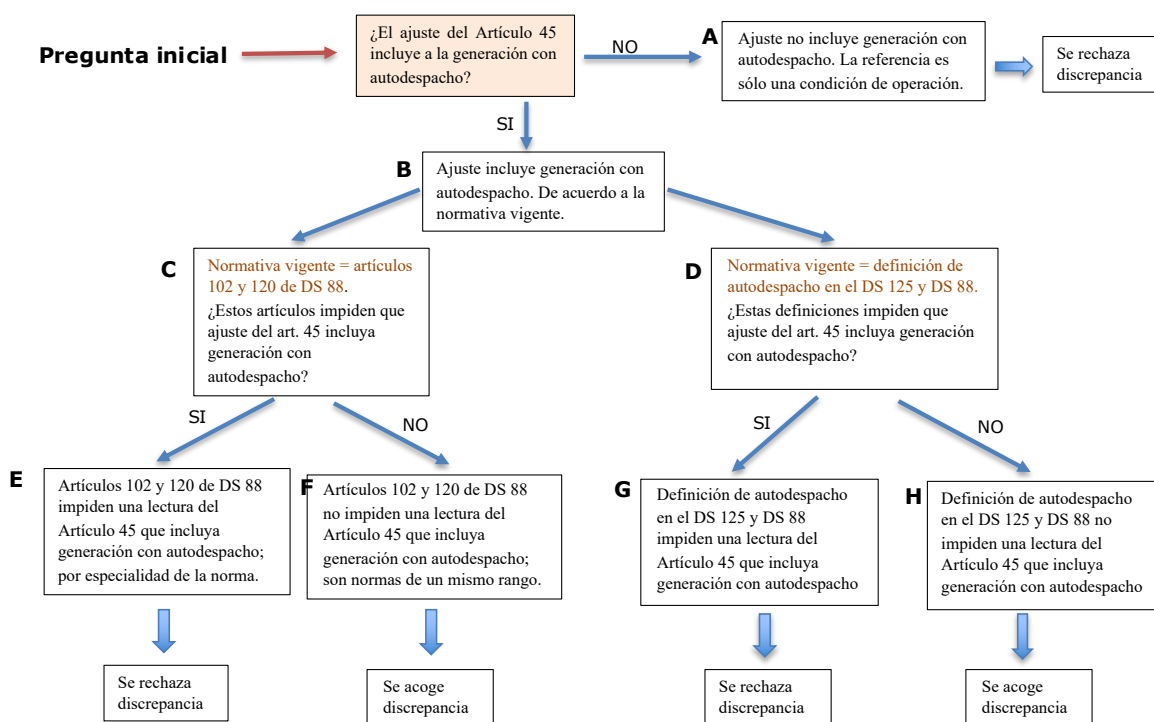
En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de la empresa Hidroeléctrica Río Lircay 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>5</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

---

<sup>5</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”.

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.

### **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 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.”

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 Autoprodutores 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>6</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 tanto, no estar sujeto al resultado de la optimización, impida la aplicación de una prorrata que no afecta el resultado de la optimización<sup>7</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>8</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>9</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.

---

<sup>6</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.

<sup>7</sup> En estricto rigor, es una condición (el ajuste) que se impone por sobre el resultado de la optimización.

<sup>8</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>9</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).

## 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).

## 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>10</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

---

<sup>10</sup> Carta del 12 de julio de 2023 (CD 00061-23) y carta del 18 de agosto de 2023 (CD 00075-23).

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, alternatively, 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.

### **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 autoproductoras, 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 solicitado por HRL, 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°44-2023 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