

**REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

Santiago, treinta y uno de agosto de dos mil veintidós.

**RESUELVE SOBRE EJERCICIO DE LA FACULTAD DEL ARTÍCULO 18 N° 4
DEL DECRETO LEY N° 211 EXPEDIENTE DE RECOMENDACIÓN DE
MODIFICACIÓN NORMATIVA N° 27/2021 RESPECTO DEL D.S. N° 88/2020
DEL MINISTERIO DE ENERGÍA, REGLAMENTO PARA MEDIOS DE
GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA**

ROL ERN N° 27-2021

Contenido:

I. SOLICITANTES Y OTROS INTERVINIENTES.....	2
II. SOLICITUD DE RECOMENDACIÓN NORMATIVA FORMULADA POR HIDROMAULE S.A. Y OTROS.....	2
III. RESUMEN DE LAS OPINIONES DE APORTANTES SEGÚN LAS MATERIAS ABORDADAS.....	7
A. Condiciones para que el Tribunal pueda ejercer su potestad de recomendación normativa.....	7
B. Industria en la que incide el presente Expediente de Recomendación Normativa ...	8
C. Antecedentes para la definición del mercado relevante.....	10
D. Consideraciones sobre los objetivos del Mecanismo de Estabilización de Precios	11
E. Beneficios y eficiencias asociadas al Mecanismo de Estabilización de Precios.....	15
F. Otras consideraciones que presentaron los aportantes al proceso.....	19
G. Antecedentes referidos a las propuestas de las Solicitantes	21
H. Audiencia Pública.....	22
IV. ANÁLISIS DE LAS MATERIAS SOMETIDAS A CONOCIMIENTO DEL TRIBUNAL	22
I. Antecedentes de la industria en que incide la Solicitud	24
J. Objetivo de política pública.....	26
K. Condiciones de entrada	28
L. Metodología del Mecanismo de Estabilización de Precios	30
M. Dirección y carga económica del Mecanismo.....	32
N. Efectos para los consumidores finales	36
O. Posibilidad de arbitraje	37
P. Otros aspectos expuestos por los aportantes: Posibilidad de fraccionamiento y mecanismo propuesto por las Solicitantes	39
Q. Sesgos y diferentes tecnologías.....	40

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

I. SOLICITANTES Y OTROS INTERVINIENTES

a) Solicitantes:

- 1) Hidromaule S.A.
- 2) Duqueco SpA
- 3) Energía Coyanco S.A.
- 4) Besalco Energía Renovable S.A.
- 5) Trans Antartic Energía S.A.

b) Entidades que aportaron antecedentes:

- 1) SunRoof SpA (“SunRoof”), folio 42.
- 2) Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”), folios 46 y 168.
- 3) Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (“Acesol”), folio 55.
- 4) DPP Holding Chile SpA (“DPP Holding”) y Asociación Chilena de Energía Renovables y Almacenamiento A.G. (“Acerá”), actuando en forma conjunta, folio 61.
- 5) Greenergy Renovables Pacific Limitada (“Greenergy”), folio 62.
- 6) Ministerio de Energía, folios 67, 131 y 171.
- 7) Comisión Nacional de Energía (“CNE”), folios 68, 138 y 145.
- 8) Asociación de Empresas Eléctricas A.G., folio 69.
- 9) Pequeños y Medianos Generadores A.G. (“GPM A.G.”), folio 81.
- 10) Fiscalía Nacional Económica (“FNE” o “Fiscalía”), folio 103.
- 11) Natixis, New York Branch, folio 106.
- 12) Fontus Prime Solar SpA (“Fontus”), folio 108.
- 13) Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (“Apemec”), folio 109.

**II. SOLICITUD DE RECOMENDACIÓN NORMATIVA FORMULADA
POR HIDROMAULE S.A. Y OTROS**

1. A folio 7, con fecha 19 de marzo de 2021, Hidromaule S.A., Duqueco SpA, Energía Coyanco S.A., Besalco Energía Renovable S.A. y Trans Antartic Energía S.A. (en adelante, conjuntamente, las “Solicitantes”), formularon una solicitud de recomendación de modificación normativa respecto del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 8 de octubre de 2020, que aprueba el Reglamento para

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Medios de Generación de Pequeña Escala (“D.S. N° 88” o el “Reglamento”), en aquella parte referida al mecanismo de estabilización de precios para medios de generación de pequeña escala (el “Mecanismo de Estabilización de Precios” o “Mecanismo”), específicamente en lo relativo a su artículo 14, así como todas las demás disposiciones relacionadas con dicho mecanismo, incluidas las transitorias. El Mecanismo se encuentra consagrado a nivel legal en el artículo 149 inciso quinto de la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”).

2. Las Solicitantes indican que el D.S. N° 88 fue dictado en el ejercicio de la potestad reglamentaria del artículo 31 N° 6 de la Constitución Política de la República pero que, sin embargo, produciría efectos no deseados, lo que incluiría una afectación contra la libre competencia.

3. Las Solicitantes indican ser empresas de generación hidroeléctrica de pasada, que en conjunto aportan un 1,37% de la potencia instalada del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”).

4. Luego, describen el contexto normativo que da lugar al D.S. N° 88 y la regulación sectorial. Señalan que la Ley N°19.940 de 2004 buscaba derribar las barreras al desarrollo de este tipo de proyectos y que habría dado inicio a una serie de políticas y mecanismos para impulsar la entrada de Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) y de pequeños medios de generación distribuida al mercado de generación eléctrica.

5. Indican que, en el mercado de la generación, las empresas pueden participar de dos formas: a) en el mercado de contratos, basado en acuerdos bilaterales que fijan precios de compra y venta de energía entre empresas generadoras y clientes, tanto libres como también regulados a través de procesos de licitación realizados por la CNE; y b) en el mercado *spot*, donde se valoriza la energía a costo marginal.

6. Indican que el artículo 149 inciso quinto de la LGSE, que incorporó el Mecanismo de Estabilización de Precios, fue introducido por la referida Ley N° 19.940 de 2004. Postulan que el Mecanismo no debe entenderse como un subsidio, sino como un mecanismo estabilizador de precio del mercado *spot* para los Pequeños Medios de Generación (“PMG”) y para Pequeños Medios de Generación Distribuida (“PMGD”), que el D.S. N° 88 denomina Medios de Generación de Pequeña Escala (“MGPE”). Así entendido, se reduce la incertidumbre y se da estabilidad al precio que reciben los MGPE en el caso que

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

opten por vender al precio estabilizado, pero mantienen el derecho a vender la energía al precio *spot*, o costo marginal instantáneo, como todos los generadores que no tienen contratos.

7. Posteriormente, se refieren al Decreto Supremo N° 244/2006 del Ministerio de Energía (“D.S. N° 244”), Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la LGSE, que fue el primer reglamento aplicable a los MGPE y que rigió hasta la entrada en vigor del D.S. N° 88. Las Solicitantes sostienen que en el D.S. N° 244, se utilizó el Precio Nudo –que es distinto al precio *spot*– ignorando la instrucción legal consistente en fijar un mecanismo de estabilización de precio, para el precio en el mercado *spot*, y no un precio fijado para otro efecto, como es el Precio Nudo.

8. Respecto al Precio de Nudo de Corto Plazo (“PNCP”), lo describen como un precio calculado por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) que tenía como objetivo determinar el precio máximo al cual las empresas distribuidoras podían contratar energía para sus clientes regulados. Señalan que el Ministerio de Energía lo fija a través de un decreto, y explican que, para determinar el denominado Precio de Nudo, la CNE simula la operación del sistema eléctrico bajo distintas hidrologías y calcula el costo marginal esperado, que es el promedio resultante de las simulaciones durante los siguientes 48 meses. Luego, la CNE compara el Precio Básico (que considera exclusivamente los costos marginales) con el precio de los contratos libres y de los clientes regulados. Si el Precio Básico cae dentro de la banda alrededor del Precio Medio de Contratos, este será el Precio de Nudo y si cae fuera de la banda, define el PNCP, según corresponda, igual al tope o piso de la banda. De esta manera, la banda impide que el PNCP sea menor que un piso o exceda un determinado techo.

9. Si el Precio Básico de la energía cae por debajo del piso de la banda de contratos, el PNCP queda determinado por dicho piso; excediendo de esta manera, los costos marginales esperados. Señalan que, en tal caso, a los MGPE les conviene acogerse al precio estabilizado del Mecanismo, y que de esta forma los generadores que retiran energía subsidiarían a los pequeños generadores que inyectan, enfrentando mayores costos, los que serían traspasados a clientes y consumidores.

10. Sostienen que el Mecanismo de Estabilización de Precios entró en vigor en 2006, pero no fue utilizado en la práctica por los MGPE hasta principios de 2016, lo

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

que a su juicio se debe a que los costos marginales hasta 2015 eran muy elevados, demostrando que los MGPE utilizarían el Mecanismo como una manera de arbitrar, y no como estabilizador de precios.

11. Exponen que del artículo 41 y 54 del D.S. N° 244, se desprende que la diferencia entre las inyecciones de los MGPE valorados al precio estabilizado y el costo marginal horario, sería cargada al resto de los generadores a prorrata de sus retiros de energía, sin perjuicio de que la compensación indicada es bilateral.

12. Respecto del D.S. N° 88, que reemplaza el D.S. N° 244, resaltan sus principales características y señalan que mantiene el principio de fijación de precios, en lugar de ser un mecanismo de estabilización mandado por ley. Indican que el D.S. N° 88 cambia el concepto de mecanismo de estabilización por un régimen de precio estabilizado, estableciendo un precio distinto al de otros generadores del SEN.

13. Indican que la autoridad estableció un periodo de cuatro años para mantenerse en dicho precio estabilizado y, consciente que la forma en que se reglamenta el mecanismo se presta para distorsiones y arbitraje de precios, dejó la misma cortapisa de cuatro años, con el objeto de evitar que fuera utilizada en forma más especulativa aún. Sin embargo, las Solicitantes consideran que en este período siempre resultará relativamente sencillo estimar si el “Precio Estabilizado” será mejor alternativa que el costo marginal o no, produciendo así el arbitraje y la consecuente distorsión en el mercado de generadores. Además, la norma innovó señalándole a los pequeños generadores que podrían optar a un “Precio Estabilizado” diferenciado en seis bloques horarios. Sin embargo, a juicio de las Solicitantes, al mantener la banda de precios, esta modificación en nada corrige la distorsión del mercado que se reclama en esta presentación, solo introduce una corrección, cual era, aplanar las diferencias que se producían entre el monto de los ingresos que se generaban a costo marginal promedio y a costo marginal horario con perfiles solares, eólicos e hidroeléctricos, independiente del nivel de ingresos de cada proyecto.

14. Las Solicitantes definen como mercados relevantes para esta solicitud el mercado *spot* del SEN y el mercado de contratos.

15. Posteriormente, exponen los efectos contrarios a la libre competencia de los preceptos reglamentarios objeto de la solicitud de recomendación normativa.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Señalan que se produce una fijación de precio que distorsiona el proceso competitivo, al aumentar el costo a un conjunto de generadores, y en último término, a los consumidores de energía eléctrica.

16. Indican que la aplicación del artículo 14 del D.S. N° 88 ha tenido efectos distorsionadores en el mercado de generación eléctrica, en cuanto ciertos actores –MGPE– se habrían visto favorecidos por este decreto y, por otro lado, habría actores que no llegan a ser grandes generadoras y deben soportar gravámenes impuestos en contradicción a las normas de regulación administrativa y en contra de la libre competencia. En este último sentido, asigna el pago de su costo a empresas generadoras competidores que no se acogen al Mecanismo.

17. Señalan que la LGSE prescribió el Mecanismo de Estabilización de Precios en favor de los MGPE, pero no habría consagrado ni dado directrices sobre su naturaleza jurídica o económica, siendo definido posteriormente por los reglamentos ya individualizados. Así, cuestionan que la LGSE, en esta materia, tenga la densidad normativa suficiente para habilitar a un posterior reglamento ejecutar legítimamente los elementos en cuestión. En su concepto, el Mecanismo de Estabilización de Precios vulnera el principio de legalidad, afecta la igualdad ante las cargas públicas y distorsiona el concepto de subsidio.

18. La proposición que someten a consideración del Tribunal consiste en sustituir el actual mecanismo de precio estabilizado por otro mecanismo de estabilización del precio que, según las Solicitantes, sería lo que establece la ley. Específicamente, sugieren que se realice un procedimiento de cálculo de un precio referencial preliminar, con una reliquidación posterior contra el costo marginal real que resulte semestral o anualmente. También proponen como alternativa un procedimiento en que se considere mantener el actual sistema, pero introduciendo una reliquidación anual contra el costo marginal efectivo.

19. Asimismo, proponen que el Tribunal determine lineamientos para la reglamentación de un efectivo mecanismo de estabilización, de forma que el Ministerio de Energía no establezca un nuevo precio, sino que haga una estabilización de este. En la misma línea, atendidos los efectos ya producidos en el mercado, postulan que no debiera existir un tratamiento transitorio.

**III. RESUMEN DE LAS OPINIONES DE APORTANTES SEGÚN LAS
MATERIAS ABORDADAS**

**A. Condiciones para que el Tribunal pueda ejercer su potestad de
recomendación normativa**

20. DPP Holding y Acera indican que las Solicitantes deben demostrar que el Mecanismo es contrario a la libre competencia para que el Tribunal pueda ejercer la facultad del artículo 18 N° 4 del D.L. N° 211, y que no se cumplirían con los supuestos para ello. En ese sentido, indican que los antecedentes presentados por las Solicitantes poco aportan para esclarecer la supuesta afectación a la libre competencia en el mercado eléctrico, y que tampoco entregan información relevante respecto de: (i) los diversos costos asociados a dichas medidas; (ii) sus potenciales efectos en la competencia en las industrias involucradas; y, (iii) su eventual impacto en la consecución de otros bienes jurídicos tutelados por las regulaciones sectoriales pertinentes, según ha exigido este Tribunal en casos similares.

21. Grenergy indica que las Solicitantes deben determinar que, en los hechos, el artículo 14 del D.S. N° 88, así como las otras disposiciones reglamentarias, atentan contra la libre competencia. Agrega que no corresponde efectuar una revisión parcializada y sesgada de la regulación contenida en el D.S. N° 88 respecto de un elemento aislado de la regulación como es el Mecanismo de Estabilización de Precios, sin analizar al mismo tiempo los aspectos de la regulación que han fomentado la competencia en el mercado y generado eficiencias.

22. Por su parte, Fontus señala que no se han aportado antecedentes suficientes que respalden la necesidad del ejercicio de la potestad de recomendación normativa, ya que esta correspondería a una decisión privativa y discrecional de este Tribunal.

23. Indica que, en base a lo resuelto en causas anteriores, el criterio ha sido que para modificar o derogar un precepto legal o reglamentario, se ha establecido que son anticompetitivos aquellos que producen efectos sustanciales en la competencia, resultando en significativas limitaciones a derechos, creaciones de barreras a la entrada, discriminación, disminución de la competencia, entre otros (véase en ese sentido Proposición de Modificación Normativa N° 18/2016, N° 19/2017 y N° 20/2020), mientras que, para recomendar dictar tales preceptos, las medidas propuestas deben tener impacto concreto en la libre competencia, como,

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

por ejemplo, fomentar la competencia o transparencia (véase Proposición de Modificación Normativa N° 16/2015 y N° 17/2015). Agrega que se deben considerar los costos y beneficios asociados a la introducción de una nueva regulación.

B. Industria en la que incide el presente Expediente de Recomendación Normativa

24. Las aportantes de antecedentes reconocen tres segmentos de esta industria que estarían claramente diferenciados, a saber, los segmentos de generación, transmisión y distribución de electricidad. Indican que en el segmento de generación no existen economías de escala relevantes y que se desarrolla bajo un marco de competencia, lo cual contempla la libre entrada de actores al sector. Por su parte, el segmento de transmisión (en particular, los sistemas de transmisión nacional y zonal) y el de distribución se caracterizan por presentar importantes economías de escala; ambas etapas se encuentran reguladas.

25. La transmisión es planificada centralizadamente por la CNE, en base a la demanda y generación proyectada, estableciéndose la obligación de llevar a cabo licitaciones públicas que son realizadas por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”), y sometidas a un régimen de remuneración y pago regulado por la autoridad. Adicionalmente, la coordinación de la operación del SEN es también ejecutada por el Coordinador.

26. Por su parte, la distribución eléctrica presenta restricciones físico-territoriales, de forma tal que para poder operar el servicio público de distribución de electricidad es necesario contar con una concesión de servicio público, salvo casos excepcionales.

27. Respecto a los usuarios finales, estos se diferencian en dos tipos: clientes libres y clientes regulados. Los primeros, se asume que cuentan con suficiente capacidad de negociación y les aplica un régimen de libertad de precios, pudiendo convenir libremente contratos de suministro con empresas generadoras o distribuidoras, mientras que los segundos no cuentan con esta capacidad de negociar y suscribir sus contratos de suministro, por lo que ellos están protegidos por un régimen de precios regulados.

28. El Ministerio de Energía indica en su aporte de antecedentes que las empresas pueden participar en este mercado de dos formas: a) en el mercado de

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

contratos, basado en acuerdos bilaterales que determinan los precios de compra y venta de energía entre empresas generadoras y clientes, tanto libres como también regulados a través de procesos de licitación realizados por la CNE; y b) en el mercado *spot*, donde la energía se valoriza al costo marginal.

29. En este sentido, en el mercado de contratos las empresas generadoras compiten (tanto en precio como en cantidad), mientras que en el mercado *spot* los intervinientes no tienen la posibilidad de modificar el precio ni la cantidad, siendo la operación de una unidad generadora una decisión centralizada del Coordinador de acuerdo con criterios de seguridad y economía.

30. Existe una vinculación entre el mercado *spot* y el mercado de contratos, atendido que aquellas empresas generadoras cuyas inyecciones superan los retiros contratados por sus clientes, se consideran en posición excedentaria y que, por tanto, son remuneradas por dicha diferencia por el resto de las empresas generadoras que no cubren sus contratos con su inyección a costo marginal. Así, en el caso contrario, cuando las empresas generadoras no son capaces de abastecer la energía comprometida en sus contratos por medio de sus propias inyecciones al sistema, ellas se encuentran en una posición deficitaria y tienen la obligación de pagar esta diferencia, también valoradas a costo marginal. Esto se conoce como balance de transferencias económicas, y se entiende que el mercado *spot* corresponde al marco donde empresas excedentarias son remuneradas por las deficitarias.

31. Asimismo, sostiene que participar exclusivamente en el mercado *spot* representa un alto riesgo financiero, por lo que han optado por establecer contratos que permitan reducir dicho riesgo. Adicionalmente, indica que establecer un contrato se vuelve fundamental para las empresas generadoras, sobre todo considerando que las instituciones financieras lo consideran uno de los factores más relevantes a la hora de financiar un proyecto.

32. Agrega que los MGPE son aquellos medios de generación conectados a instalaciones del SEN cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9.000 kilowatts, dependiendo de las instalaciones a las cuales se conecten, a saber: (i) Pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD", que corresponden a aquellos MGPE escala conectados a instalaciones de una empresa distribuidora, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución, y (ii) Pequeños

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

medios de generación o "PMG", que corresponden a aquellos MGPE conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión.

33. Además, señala que se ha evidenciado la existencia de importantes barreras de entrada dadas las dificultades que tienen los PMG y PMGD para establecer contratos y, consecuentemente, acceder a crédito. Las principales razones de ello serían que: a) se encuentran altamente expuestos al mercado *spot*; b) presentan un volumen energético acotado respecto de la demanda requerida por potenciales clientes libres o licitaciones de suministro para clientes regulados a los cuales ofertar suministro; y c) poseen una disponibilidad del recurso primario que no les permite ofertar bloques de energía 24/7 (la mayor parte de la capacidad instalada y rentable de instalar es solar fotovoltaico); entre otros factores. Por estas razones, sostiene el Ministerio de Energía, se estableció el Mecanismo de Estabilización de Precios.

C. Antecedentes para la definición del mercado relevante

34. Respecto al mercado relevante, DPP Holding y Acera señalan que, debido a su menor tamaño, en el mercado de los contratos los PMG y PMGD resultan menos atractivos para los grandes consumidores. Probablemente grandes faenas mineras, actividades industriales a gran escala o puertos, entre otras, preferirán comprar su energía a grandes centrales antes que a muchos PMGD. Respecto al mercado *spot*, señalan que las Solicitantes tampoco parecen considerar en el análisis del mercado relevante que el costo marginal no es único a nivel nacional, sino que este varía en las distintas barras (de retiro o inyección) que componen el SEN.

35. Indican que el mercado relevante, para estos efectos, sólo debiese considerar el mercado *spot*, en virtud de las restricciones de los PMG y PMGD para participar del mercado de los contratos, y subdividiéndolo tanto geográfica como temporalmente, de acuerdo con el funcionamiento del SEN.

36. Por otra parte, Grenergy sostiene que, a diferencia de lo manifestado por las Solicitantes, los MGPE no son competidores de los actores del sistema que soportan el diferencial que se genera entre las inyecciones entre el precio estabilizado y el precio *spot* cuando este se produce, pues estos últimos acceden al mercado de contratos de suministro eléctrico. Indica que algunas de las dificultades para acceder al mercado de contratos de largo plazo se explican principalmente por los altos costos de transacción del mercado de contratos con grandes clientes libres

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

o empresas distribuidoras; y por las ventajas competitivas de las grandes centrales generadoras a partir de las economías de escala de su instalación.

37. Indica que estas barreras a la entrada ya fueron reconocidas por el Ministerio de Energía durante el proceso de redacción del D.S. N° 88. Del total de energía contratada para el 2021, los MGPE correspondían a menos del 1% versus un 84% que concentran las cuatro principales generadoras. Ya el 2011 se pronosticaba que para el periodo 2020-2025 cinco empresas generadoras tendrían el 90% del mercado eléctrico (véase Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica (2011), Informe Chile necesita una gran reforma energética).

D. Consideraciones sobre los objetivos del Mecanismo de Estabilización de Precios

38. El Ministerio de Energía señala que la finalidad del Mecanismo es fomentar el desarrollo de pequeños generadores, por lo que se necesitaba un tratamiento especial en dicha materia. Se han efectuado distintas modificaciones a la LGSE, buscando incentivar competencia y eficiencia, y ninguna ha eliminado el mecanismo.

39. La Asociación de Empresas Eléctricas A.G., por su parte, indica que existe un subsidio cruzado en favor de los propietarios de pequeños medios de generación y en consecuencia se debe determinar si estos generan efectos anticompetitivos y si estos, de existir, están o no suficientemente legitimados en la ley y los reglamentos.

40. Al respecto, señala que el precio determinado por la CNE en aplicación del Reglamento (precio de nudo ajustado a banda por tramo horario) no corresponde a una estabilización de costos marginales, ya que se ajusta a la banda de precios de mercado (precios de clientes libres y de contratos licitados), que no están relacionados con los costos marginales. Agrega que al ser precios –y no costos– están sujetos a todos los elementos objetivos y subjetivos relativos a la formación de precios y que, al no reflejar costos instantáneos por definición, no se corresponden con estos.

41. Así, los generadores que no corresponden a medios de pequeña escala venden su energía al sistema a costo marginal, sin embargo, los medios de pequeña

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

escala lo hacen a un precio que no corresponde a aquel cuyo valor presente iguala el valor presente de los costos marginales proyectados –lo que sí sería, propiamente, una estabilización de los costos marginales (precio de nudo teórico por tramo horario)– sino a un precio fijado de acuerdo con una fórmula que considera las bandas de precios.

42. En su opinión, lo discutible no es que el Reglamento fije un precio, en contraste con establecer un mecanismo de estabilización, sino más bien que estabilice en función de la banda de precios en lugar de hacerlo en función de una proyección de los costos marginales.

43. Señala que pudo haberse escogido un mecanismo diferente, pero se tomó la alternativa más riesgosa en términos competitivos, pues no sólo genera distorsiones de precio comunes a cualquier sistema subsidiado, sino que, a la vez, modifica las condiciones en que compiten actores que se disputan un mismo mercado, motivo por el cual, y sin haber analizado en detalle las condiciones competitivas de estas industrias en particular, estiman que es una materia que este Tribunal deberá analizar con sumo cuidado.

44. Por su parte, GPM A.G. indica que la metodología de PNCP no fue elaborada con el objetivo de entregar un mecanismo de estabilización a generadores, sino que para entregar un precio estable a clientes regulados. Señala que la banda de precios se ajusta en función del Precio Medio de Mercado (“PMM”), el cual considera una serie de elementos que no corresponden a un mecanismo de estabilización. Un precio ajustado a la banda de PMM genera oportunidades de arbitraje. Así, por ejemplo, si el PMM está notoriamente por sobre los costos marginales, habrá un fuerte incentivo para optar por el precio estabilizado.

45. Considera que permitir que los MGPE arbitren respecto al costo marginal, no es el propósito de la ley. Generadores de similar tamaño, solo por tener capacidad levemente superior, deben sustentar el costo de estabilizar.

46. DPP Holding y Acera señalan que el funcionamiento del Mecanismo dice relación con una forma especial de determinar el precio al cual venderán su energía los MGPE, no a créditos y deudas en favor de los actores del mercado *spot*. Por tanto, es al momento mismo de inyectar la energía que esta se valorizará de acuerdo con el costo marginal instantáneo o al precio estabilizado determinado para dicho período. Otra cosa distinta es cómo funciona la coordinación del sistema, en que a

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

fin de mes el balance de inyecciones y retiros que elabora el Coordinador establece los pagos que deben hacerse entre los distintos coordinados, según las inyecciones y retiros que haya hecho cada coordinado.

47. Grenergy sostiene que el Mecanismo no es un subsidio estatal ni un subsidio cruzado sino una transferencia entre generadores del sistema, lo que es propio de nuestra regulación eléctrica; transferencia que además es bidireccional. En su opinión, el D.S. N° 88 sí fija un mecanismo de estabilización puesto que los precios estabilizados por bloques horarios son calculados y no fijados por la CNE (art. 17 del D.S. N° 88), sobre la base de antecedentes y simulación de la operación esperada del SEN, realizada con ocasión de la fijación del PNCP de febrero y agosto de cada año. Es el sistema en su conjunto el que debe soportar el Mecanismo, y no solamente aquellos que no pueden acceder a él.

48. Acesol, en igual línea, indica que el Mecanismo no es un subsidio. Las generadoras adscritas al mismo no pueden cambiarse de modalidad sino cada cuatro años, y en los casos en que el precio *spot* es más alto que el PE, el resto de las generadoras no les devuelven a los generadores adscritos al Mecanismo, el menor precio paga, resaltando de esta manera, el carácter bidireccional del Mecanismo. Al respecto, Acesol precisa que el precio estabilizado no se encuentra siempre por sobre el precio *spot*, sino que igualmente puede estar por debajo de él, prueba de ello es el valor que tuvo el precio *spot* y el precio estabilizado en la época entre los años 2016 y 2017. Así ha ocurrido en múltiples ocasiones dentro de los periodos en que MGPE se han acogido al precio estabilizado. De hecho, el precio estabilizado recién ha tomado una tendencia a ser mayor que el costo marginal desde el año 2019 y no antes.

49. Por lo tanto, a su juicio, no existe un subsidio, remarcando la bidireccionalidad, en el sentido que puede funcionar para ambos lados. En esta dirección, indica que al analizar los valores diarios por hora entre abril y mayo de 2021, constataron que existen numerosos períodos donde la diferencia es positiva y otros donde es negativa, siendo predominantes los períodos en que el precio estabilizado es menor que el costo marginal, contradiciendo así la tesis de las Solicitantes (G. Bitrán y Asociados (2021), “Análisis del mecanismo de estabilización de precios establecido en el Decreto 88/2020”, a folio 48).

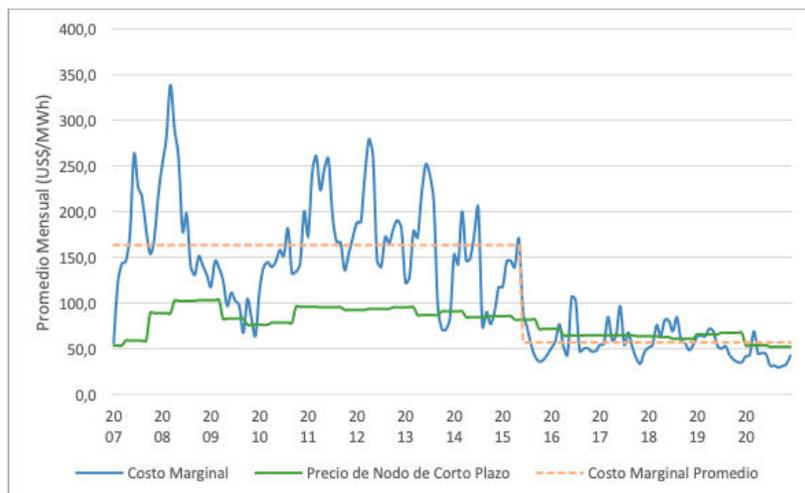
50. La Fiscalía Nacional Económica, por su parte, sostiene que no existen antecedentes suficientes para señalar que el Mecanismo para PMG y PMGD esté

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

afectando de modo relevante la dinámica competitiva del mercado. Por el contrario, está alineado con los objetivos de política pública que justificaron su introducción. En ese sentido, indica que antes del 2015, cuando el costo marginal era mayor al precio estabilizado, ningún MGPE se adscribió al Mecanismo de Precio Estabilizado y que, en cambio, posterior al 2015, cuando el costo marginal es levemente menor al Precio Estabilizado, estos medios de generación comenzaron a usar el Mecanismo.

51. Desde el inicio de la vigencia del Mecanismo, la FNE identifica dos períodos, uno previo y uno posterior al año 2015. En el primer período se observa que los costos marginales estuvieron permanentemente por sobre el precio estabilizado, razón por la cual, argumenta, ningún MGPE se adscribió al mecanismo, a pesar de que éste hubiera podido estabilizar sus ingresos, aunque en un nivel muy inferior a los precios *spot*. En este período, señala, el precio estabilizado no tuvo ningún efecto, pues los MGPE preferían tomar el riesgo de la volatilidad del costo marginal antes que estabilizar sus ingresos al precio estabilizado. En el período posterior al año 2015, se observa una caída abrupta del nivel y volatilidad de los costos marginales. En este, el precio estabilizado comienza a utilizarse sostenidamente a pesar de existir ciertos períodos en que estuvo por debajo del costo marginal (conforme se muestra en la siguiente figura aportada por la FNE).

Figura N° 2: Evolución Precio Estabilizado y Costo Marginal barra Alto Jahuel 220kV (2007 - 2020)



Fuente: Elaboración propia en base a respuesta del Coordinador Eléctrico al Oficio Ord. FNE N° 0746, de 19 de mayo de 2021 (Rol N° 2654-21 FNE) e información pública disponible en <http://www.systep.cl/documents/estadisticas/Precios%20SEN.xlsx> [última visita: 23 de junio de 2021].

Fuente: Aporte de antecedentes FNE, Figura N°2 (folio 103, p. 17).

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

52. También la FNE observa que, a mediados del año 2015, se produjo un cambio estructural en la industria, el que tuvo un fuerte impacto en el costo marginal observado, tanto en su nivel como en su volatilidad. Este cambio en la evolución del costo marginal se explica, entre otros factores, por el inicio y consolidación de las licitaciones de energía para el suministro a clientes regulados y la disminución del costo de ciertas tecnologías de energía variable, en particular paneles solares, lo que permitió el ingreso masivo de nuevas centrales más eficientes y a menores costos.

53. El resultado de este cambio en la evolución del costo marginal hizo que este se acercara en nivel al precio estabilizado (igual al Precio de Nudo de Corto Plazo), haciendo atractivo optar por el precio estabilizado. Este hecho explica que, recién desde el año 2015, las primeras empresas de generación de pequeña escala se adscribieran al Mecanismo, a pesar de que este existía desde el año 2006.

54. Si bien en los últimos años hubo una tendencia a que el precio estabilizado superara al costo marginal, igualmente hubo periodos en que ello no ocurrió. De lo anterior, la FNE concluye que no existe ninguna garantía o tendencia permanente para los MGPE de obtener mayores ingresos por acogerse al Mecanismo de Estabilización de Precios versus los que les corresponderían en caso de optar por valorizar su energía a costo marginal. En el corto plazo, y para cualquier medio de generación de esta escala, no resulta trivial estar en condiciones de poder estimar con certeza el comportamiento futuro del PNCP y la relación que tendrá con los costos marginales futuros, por lo que la ventaja de este mecanismo no está en asegurar un determinado nivel de ingresos, sino en reducir las fluctuaciones de caja de corto plazo y, así, el riesgo financiero del proyecto.

55. Finalmente, la FNE informa que el mecanismo de estabilización vigente es previo al año 2017, pero sólo en septiembre de dicho año se observa un aumento sustantivo en la cantidad de MGPE adscritos al mismo, lo que implicó transferencias monetarias desde la generación a este segmento, cuando el precio estabilizado estuvo, en promedio, por sobre el costo marginal del sistema.

E. Beneficios y eficiencias asociadas al Mecanismo de Estabilización de Precios

56. El Ministerio de Energía sostiene que es necesario mantener un mecanismo de incentivo a los MGPE. Indica que todavía existen barreras relevantes que les

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

impiden acceder a contratos de suministros. Sin este mecanismo no se podrían desarrollar en el mercado en términos competitivos.

57. Concluye que es necesario mantener un mecanismo de incentivo al desarrollo de estos proyectos mediante un sistema de precios estabilizados. Ello se justifica por cuanto, en la práctica, aún existen barreras relevantes que no permiten a estos proyectos pequeños obtener contratos de suministro, principalmente por su acotada capacidad de generación, aun cuando estos resulten eficientes para la expansión del sistema, siendo en consecuencia necesario que en términos regulatorios se mantenga una política de incentivo al desarrollo de los mismos, toda vez que de eliminarse dicho mecanismo no se generarían las condiciones para que estos proyectos se desarrollen y participen en el mercado en términos competitivos con el resto de las unidades generadoras del sistema.

58. Señala que los proyectos de pequeña escala se desarrollan principalmente en redes de distribución o en redes de transmisión de menor tensión, cercano eléctricamente a los puntos de consumo. Lo anterior, permite que se generen ahorros en el desarrollo de nueva infraestructura de transmisión de alta tensión, ahorros que dada la regulación actual beneficia directamente a los usuarios finales atendido que los costos asociados a la infraestructura de transmisión, de acuerdo con el artículo 114 de la LGSE, son pagados por los clientes a través de un cargo único por uso. Adicionalmente se generan ahorros operativos, al reducirse las pérdidas eléctricas por el menor uso de la red de transmisión, lo que igualmente redundaría en un ahorro en los agentes que realizan retiros de energía del sistema. De acuerdo con los cálculos realizados por un estudio encargado por Acera al Centro de Energía de la Universidad de Chile (véase Informe de Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2019), estima que en el año 2019 el ahorro en pérdidas de transmisión por los medios de generación de pequeña escala equivale a 4,2 millones de dólares.

59. Indica que es tan evidente que el Mecanismo está orientado a “competir” con la capacidad de acordar contratos que, si un MGPE escala tuviese vigente un contrato con un cliente libre, tendría que concurrir, al igual que los otros medios de generación con contratos, al pago del mecanismo de precio estabilizado a prorrata de sus retiros. Lo anterior demuestra que el Mecanismo no busca beneficiar un segmento o tecnología en particular, sino que busca hacerse cargo de resolver una

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

distorsión del mercado que impide a los MGPE acceder al mercado de contratos y, así desarrollar nuevos proyectos de generación.

60. En ese sentido, DPP Holding y Acera señalan que aumentan los niveles de competencia del mercado eléctrico al permitir que entren nuevos actores en el segmento de la generación. Agrega que si bien es un mercado que ha ido bajando notablemente sus niveles de concentración de cuotas de los mercados relevantes (considerando tipo de tecnología, ubicación geográfica y bandas horarias de generación), aún requiere mayores niveles de competencia.

61. Por su parte, Grenergy indica que el precio estabilizado ha promovido el desarrollo de energías renovables y la aparición de nuevos competidores en la generación eléctrica. Más actores compitiendo por entregar mejores precios, lo que constituye un círculo virtuoso que beneficia al sistema y a los clientes finales.

62. Acesol sostiene que el precio estabilizado es un mecanismo necesario para asegurar la competencia en el mercado eléctrico. Como reconocen las Solicitantes, los MGPE, tanto PMG como PMGD, tenían como único destino la venta a generadoras más grandes que estaban en el mercado *spot* o la distribuidora de la zona, las que abusando de su poder de mercado "imponían su precio por debajo del precio de mercado *spot* y también sus condiciones de conexión".

63. Señala además que existe un caso similar de mecanismo de estabilización con fines pro competitivos: el mercado de los hidrocarburos. En ciertas industrias es necesario un mecanismo estabilizador para moderar la volatilidad del precio de mercado. Esto entrega mayor certidumbre a los incumbentes y disminuye las barreras de entrada a nuevas empresas.

64. Para Acesol, la principal razón de existencia de un mecanismo de estabilización para los MGPE es la necesidad de promover mayor competencia en el mercado energético, ausente al momento en que se implementó el mecanismo por las grandes barreras a la entrada existentes en dicho mercado. Ellas consisten principalmente en: (i) gran inversión inicial para el desarrollo y tecnología de implementación de los proyectos energéticos no convencionales; (ii) desinformación en el mercado; y (iii) alta volatilidad de precios, que impide que los MGPE puedan enfrentar las fluctuaciones de corto plazo. Al respecto, menciona que, al disminuir las barreras a la entrada, estos pequeños proyectos logran ser sostenibles y eficientes a largo plazo, para efectos de competir en el mercado. Es decir, se trata

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

de nuevos entrantes que requieren ciertos elementos de estabilización, a partir de los cuales efectivamente logran competir, con los numerosos beneficios que ello conlleva.

65. En igual línea, Fontus indica que la fórmula de asignación del costo del Mecanismo no tiene efectos negativos en la libre competencia del mercado eléctrico. El Mecanismo y la fórmula de asignación han sido esenciales para contrarrestar las barreras a la entrada presentes en el mercado eléctrico para los medios de generación de pequeña escala. Conforme a la información del Ministerio de Energía, la fórmula no tiene la aptitud de afectar el desarrollo competitivo en el mercado, ni la capacidad competitiva de las empresas incumbentes.

66. El Ministerio de Energía señala que el Mecanismo de Estabilización de Precios representa en promedio, desde el 2019 a marzo de 2021, menos del 1% del monto total monetario que es transado en el sistema, además de no haber superado el 3,5% del total, como se muestra en el siguiente gráfico:

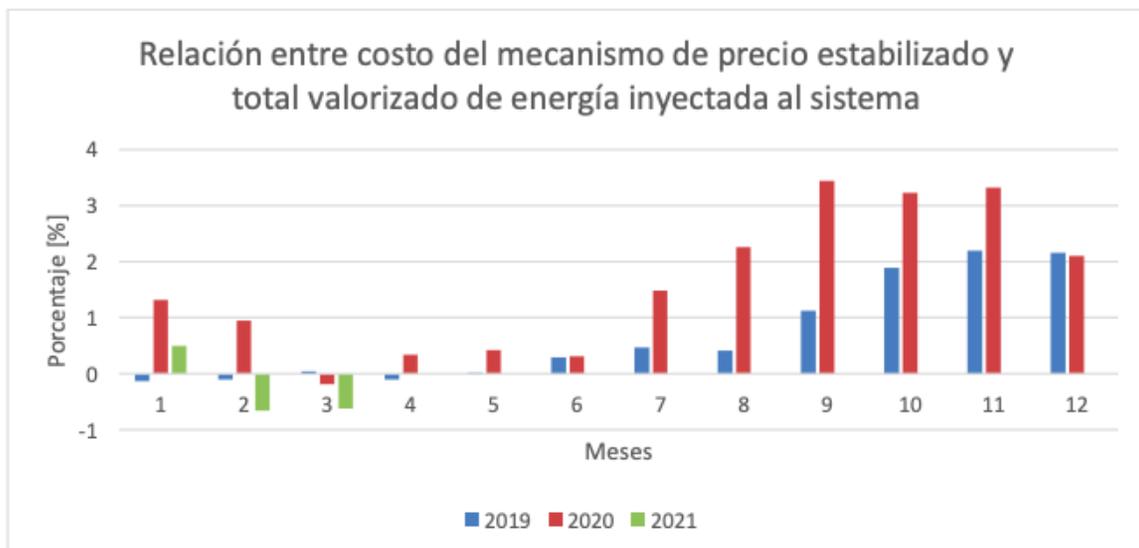


Figura 2: Relación entre costo del mecanismo de precio estabilizado y total valorizado de energía inyectada al sistema. Fuente: Elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Fuente: Respuesta Oficio N° 74, Ministerio de Energía (folio 67, p. 15).

67. A propósito de un análisis costo/beneficio de los medios de generación de pequeña escala elaborado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, solicitado por Acera en junio de 2019, en su aporte de antecedentes la misma indica que el estudio concluye a partir de simulaciones, que el desarrollo de MGPE generó beneficios anuales (año 2019) por: (i) disminución de la generación a carbón en 8,7%; (ii) disminución de pérdidas del sistema de transmisión en 43 GWh, lo cual equivale aproximadamente a 4,2

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

millones US\$; (iii) disminución del costo variable de operación en 138 millones US\$; (iv) disminución de los costos marginales entre 0,2 US\$/MWh y 6,5 US\$/MWh para un conjunto de barras seleccionadas; (v) disminución de la valorización de los retiros de energía en 139 millones US\$; (vi) disminución las emisiones de gases de efecto invernadero en 1,5 millones de tCO₂e, las cuales valorizadas al precio social equivale a 49 millones de US\$; (vii) aumento de inversión asociada al desarrollo de proyectos PMGD/PMG equivalente a 1485 millones de dólares estadounidenses

68. Para Greenergy, dentro de los beneficios de estos mecanismos de estabilización se encuentran los siguientes: (i) reducen la necesidad de expandir el sistema de transmisión y aumentan su seguridad; (ii) contribuyen a la competencia en el sector generación de energía; y (iii) reducen los precios de la energía eléctrica. En este sentido, indica que más que reñirse con la libre competencia, aporta a ella y que como prueba de ello es la baja sostenida de precios adjudicados en las licitaciones para el suministro eléctrico de clientes sujetos a regulación de precios. Agrega a los mencionados beneficios: (iv) mejorar la eficiencia energética mediante una distribución más amplia de la generación eléctrica; (v) otorgar la posibilidad de producir, almacenar y distribuir la energía en el mismo lugar de consumo; y (vi) diversificar la matriz energética de Chile, ya que como los MGPE pueden conectarse a las redes de distribución, evita que saturan las instalaciones de transmisión.

69. El Ministerio de Energía indica que los MGPE se desarrollan en redes de distribución o transmisión de menor tensión. Hay ahorros asociados a la infraestructura de transmisión, que son pagados por los clientes a través de cargos únicos por uso. Así también, producen ahorros operativos (menores pérdidas eléctricas por el menor uso de la red de transmisión) y que en conjunto han sido cuantificados en cerca de 4,2 millones de dólares.

70. Acesol, finalmente, se refiere al crecimiento de la capacidad instalada, que desde los años 2014-2015 a la fecha de su presentación habría estado marcado por PMG y PMGD, y en particular, energía solar y eólica.

F. Otras consideraciones que presentaron los aportantes al proceso

71. Respecto a los riesgos del mecanismo, el Coordinador sostiene que este distorsiona el proceso competitivo generando sobreinversiones en el segmento de MGPE. El desarrollo no planificado y concentrado en zonas de este segmento puede traer congestiones a las redes de distribución y transmisión con lo que se

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

pierden los potenciales beneficios de ese desarrollo e incluso podrían llegar a crear costos adicionales a los usuarios finales.

72. Agrega que el actual mecanismo de precios no incentiva inversiones eficientes en el segmento PMG/PMGD, pues no da una señal de precios nodales que incentive su localización eficiente.

73. DPP Holding y Acera señalan que este expediente incide en un mercado regulado, constantemente monitoreado por la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador (“UMC”), encargada de analizar y estudiar los antecedentes que los participantes del mercado eléctrico ponen a disposición del Coordinador conforme a la LGSE, por lo que, si esta unidad detecta indicios de atentados a la libre competencia, debería dar aviso y remitir todos los antecedentes a la Fiscalía Nacional Económica o a este Tribunal, según corresponda.

74. Con motivo de esta norma, el mercado eléctrico en general, y el de la generación en particular, están particularmente monitoreados en el cumplimiento de las disposiciones del D.L. N° 211, lo que a su juicio dificulta todavía más el que se presenten situaciones como las hipotéticamente descritas por las Solicitantes. Asimismo, en caso de que lo estime pertinente, la UMC puede solicitar información adicional a los agentes del mercado eléctrico u otros, en caso de estimarlo pertinente.

75. Señalan además que los potenciales riesgos para la competencia en este mercado (ej. aumento artificial de precios) no pueden ser ejecutados por los MGPE. La UMC está encargada de analizar y estudiar los antecedentes que los participantes del mercado eléctrico ponen a disposición del Coordinador conforme a la LGSE.

76. El Coordinador, en su informe del año 2020 de Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico de Chile señala que los principales riesgos observados son aquellos relacionado con actitudes anticompetitivas para aumentar artificialmente los precios de la energía por medio de la retención de capacidad y la manipulación del precio de los combustibles, todas actitudes que no pueden ser ejecutadas por los MGPE, sino que únicamente por los grandes generadores en base a combustibles fósiles.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

77. Acesol indica que ya está protegido el sistema del fraccionamiento artificial de proyectos como mecanismo para acogerse al precio estabilizado (artículo 6 del D.S. N° 88).

78. La CNE, por su parte, señala que las empresas generadoras no traspasan los recargos asociados al Mecanismo establecido en el D.S. N° 88 a las empresas distribuidoras y, estas tampoco lo hacen a los clientes regulados ubicados dentro de su zona de concesión. Lo anterior, sostiene la CNE, se explica por la manera en que la normativa regula la forma en que se realiza el suministro eléctrico a los clientes sometidos a regulación de precios, es decir, a aquellos usuarios cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, o que teniendo una potencia conectada entre 500 y 5.000 kilowatts no han optado por un régimen de precios libre, y se encuentran ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conectan mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.

79. Respecto al D.S. N° 88, SunRoof sostiene que este afecta la libre competencia ya que el cambio de un sistema de precio único (D.S. N° 244) a uno de bandas horarias disminuye el interés en invertir en MGPE. A su juicio, esto afectará la libre competencia, porque disminuye la cantidad de actores en el sistema y se perjudicarán los objetivos de descarbonización asumidos por Chile en tratados internacionales. Para el 2024 Chile debe concluir su primera fase de descarbonización. Agrega que esa energía necesita ser reemplazada; si no se hace, podría haber racionamiento eléctrico.

G. Antecedentes referidos a las propuestas de las Solicitantes

80. Acesol considera que ninguna de las propuestas de las Solicitantes propone un mecanismo de estabilización por vía distinta a la reglamentaria. Indican que no proceden las alegaciones de las Solicitantes respecto de que el Mecanismo sería una fijación de precios porque implica la imposición de una limitación que debe ser impuesta por ley. Por su parte, indican que dichas propuestas buscan establecer y mantener un mecanismo de estabilización, aunque en realidad los mecanismos planteados no estabilizan nada, sino que difieren el momento en que se debe asumir la volatilidad del precio. Acesol detalla que los sistemas propuestos implican volver a un sistema en que las grandes generadoras pueden acceder a contratos con precios fijos en el tiempo y por ende a financiamiento; y las PMG y PMGD ya no podrían acceder a precios estables en un horizonte razonable de tiempo que les

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

permita acceder a financiamiento. Finalmente, sostiene que, efectuando una interpretación tendenciosa de la ley, las Solicitantes pretenden que el precio estabilizado corresponda exactamente al precio *spot*.

81. Por su parte, el Ministerio de Energía indica que, respecto de las dos primeras propuestas de las Solicitantes (detalladas en los párrafos 19 y 20 *supra*), no se cumple con el objetivo del contar con un mecanismo que establezca la señal de precio que reciben los propietarios de MGPE, ya que al incorporar reliquidaciones periódicas se genera un desbalance en los ingresos de dichos propietarios que no permite cumplir con la función de corregir las barreras de entrada que tienen en el mercado. Adicionalmente, el Ministerio de Energía señala que la alternativa de crear un mecanismo de compensación similar al definido en el mecanismo de estabilización de los combustibles no es posible por vía reglamentaria, ya que, dadas las implicancias asociadas al gasto fiscal de una medida como esta, solo podría ser creada por ley, lo cual no es parte de la legislación vigente. Concluye el organismo que la propuesta incorporada en el D.S. N° 88 respecto al Mecanismo cumple con los objetivos planteados por el legislador de entregar certidumbre y estabilidad, al mismo tiempo que se cumple con los principios de eficiencia económica del mercado y es consistente con el resto de la normativa vigente.

H. Audiencia Pública

82. Según consta a folio 200, con fecha 1 de febrero de 2022, se realizó la audiencia pública decretada a folio 159, en la cual intervinieron los apoderados de las Solicitantes, así como de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G.; Comisión Nacional de Energía; DPP Holding Chile Spa y Acera A.G.; Ministerio de Energía; Grenergy Renovables Pacific Limitada; y de la Fiscalía Nacional Económica.

IV. ANÁLISIS DE LAS MATERIAS SOMETIDAS A CONOCIMIENTO DEL TRIBUNAL

83. En primer lugar, cabe establecer, según se ha resuelto en otros expedientes de recomendación normativa, que el ejercicio de la facultad establecida en el número 4) del artículo 18 del D.L. N° 211, de proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Estado que corresponda, la modificación o derogación de preceptos legales o reglamentarios que se estimen contrarios a la libre competencia, o, por otra parte, su dictación cuando sean necesarios para fomentar la competencia

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

o regular el ejercicio de actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas, es una decisión privativa y discrecional de este Tribunal.

84. Para resolver si es procedente promover una modificación normativa, se debe tomar en consideración los efectos que pueda tener dicha proposición, tanto en lo que respecta a los costos y beneficios asociados a la introducción de una nueva regulación, como en lo que dice relación con el efecto que aquella pueda tener en otros bienes jurídicos protegidos expresamente por el legislador (Proposición de Modificación Normativa N° 17/2015, § 119).

85. Como se señaló en la resolución de inicio de este procedimiento (folio 9), este expediente tiene por objeto evaluar si es necesario y oportuno ejercer la potestad antes indicada, en relación con la eventual modificación del D.S. N° 88 del Ministerio de Energía sobre Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, en aquella parte que hace referencia al “mecanismo de estabilización de precios” para Medios de Generación de Pequeña Escala, específicamente en lo relativo a su artículo 14, así como todas las demás disposiciones relacionadas con el mencionado mecanismo, incluidas las transitorias.

86. El trasfondo de la propuesta de modificación normativa efectuada por las Solicitantes dice relación, en esencia, con si estos preceptos reglamentarios son contrarios a la libre competencia, en particular, dado que el D.S. N° 88 –a juicio de estas– fijaría un precio y distorsionaría el proceso competitivo al aumentarle el costo a un subconjunto de generadores y, en último término, a los consumidores de energía eléctrica.

87. La estructura que se utilizará para abordar la presente Solicitud es la siguiente: (i) en la sección I se describen antecedentes relevantes respecto de la industria en que incide la Solicitud de autos; (ii) en la sección J se aborda el objetivo de la política pública asociada al Mecanismo para MGPE; (iii) en la sección K se describen las condiciones de entrada para MGPE en relación con la posibilidad de optar al Mecanismo de Estabilización de Precios; (iv) en la sección L se describe la metodología del Mecanismo; (v) en la sección M se analiza la carga económica del Mecanismo y su dirección; (vi) en la sección N se analizan los efectos para los consumidores finales; (vii) en la sección O se aborda la posibilidad de arbitraje por parte de los MGPE; (viii) en la sección P se abordan otros aspectos expuestos en autos, como son la posibilidad de fraccionamiento para poder optar al Mecanismo,

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

y el mecanismo propuesto por las Solicitantes; y (ix) por último, en la sección Q se analiza el posible sesgo tecnológico.

I. Antecedentes de la industria en que incide la Solicitud

88. El sector eléctrico es usualmente analizado en torno a tres etapas: i) generación; ii) transmisión; y iii) distribución. El segmento de generación en Chile es concebido como una etapa de mayor desarrollo competitivo en la que coexisten empresas de distinto tamaño y tecnología. La etapa de generación ha experimentado cambios significativos en los últimos años, pues se han introducido progresivamente tecnologías, como las energías renovables no convencionales, que sustituyen combustibles fósiles, y las mayores restricciones medioambientales también han incidido en que se promueva la energía generada en base a insumos menos contaminantes.

89. Por su parte, el segmento de transmisión se encarga de transportar la energía a altos voltajes, lo que permite que se reduzcan las pérdidas del transporte de energía en largas distancias, puesto que los centros de consumo suelen no estar cercanos a los lugares donde se genera dicha energía. En esta etapa se reconocen economías de escala significativas y, por su carácter de monopolio natural, es regulada por ley. La transmisión se financia por los generadores, que, como regla general, pagan a prorrata los retiros de energía.

90. Finalmente, la etapa de distribución, mediante la cual la energía llega a los centros de mayor densidad poblacional a bajos voltajes, también tiene características de monopolio natural. Cada empresa distribuidora requiere de una concesión y como en general, los consumidores conectados a una red específica no tienen alternativas a consumir sino mediante el uso de esa red, es una etapa con precios a clientes finales regulados según el costo de distribución (Valor Agregado de Distribución) y el costo de la generación, que evolucionó desde una definición del precio de nudo, determinado de una proyección de los costos marginales, a un precio promedio obtenido a partir de licitaciones públicas de suministro que realiza la CNE.

91. Una de las características más relevantes del sistema eléctrico chileno para este caso, es que, respecto de la generación, diferencia el aspecto comercial asociado a las decisiones de contratación de las generadoras con distintos consumidores, con la producción de energía. Ello significa que un generador puede

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

establecer un contrato con el compromiso de abastecer a un consumidor determinado en un lugar específico, en una fecha determinada, pero al momento de producir la energía, no sea este quien la genera (Fuentes, F. (2014), Análisis y Fundamentación del Modelo Marginalista de Precios Eléctricos en Chile). Ello obedece a una ley de la física (Ley de Kirchoff) pues los electrones no se pueden dirigir, y a un tema de costo. Esto último es fundamental, porque dependiendo de la tecnología, de la disponibilidad de los insumos que permiten generar, y de los precios de esos insumos, los costos en los que incurre una central pueden ser muy distintos a los de otra. De esta manera, el despacho de cada central al sistema se hace depender de un orden en función del costo que cada una de ellas tenga en cada momento, privilegiándose el despacho de las de menor costo. De esa manera, la generación es eficiente, pues se realiza al menor costo posible.

92. Así, las empresas generadoras no tienen precios regulados. Ellas pueden participar de las licitaciones convocadas por la CNE y venderles energía a las distribuidoras al precio que resulte de dicho proceso siempre que se adjudiquen su suministro, también pactar libremente con clientes, denominados “clientes libres” o inyectar energía al sistema, la que se compensa al llamado precio *spot*. En los dos primeros casos, sea que se adjudiquen el suministro de una distribuidora o de clientes libres, firman un contrato. Como se indicó *supra* el elemento comercial está separado de la producción. Esto es, un generador que firmó un contrato y que no fue despachado, tiene como contrapartida otro que, sin contrato, fue despachado. El generador con contrato debe pagarle a quienes proveyeron la energía que permite servir ese contrato. Esa energía inyectada por otro generador que no contaba con un contrato debe ser compensada a un valor que es, por regla general, el costo marginal del sistema (llamado precio *spot*), y está dado por el costo de la última unidad generada en el momento de la inyección. De esta forma, las compensaciones valoradas a costo marginal aseguran que el generador excedentario sea compensado por el deficitario a un precio que, desde la perspectiva de cada uno de ellos, les es conveniente (i.e., quien compensa paga menos que el costo que le habría significado producir, y quien es compensado lo es, al menos, a su costo).

93. Como se puede deducir del hecho que en el sistema prevalecen distintas tecnologías, que la disponibilidad y el precio de los insumos que permiten generar (agua, viento, luminosidad solar, gas, carbón, diesel, entre otros) varían constantemente, el costo marginal de generación puede variar significativamente

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

también. Ello es lo que motiva la norma que establece un Mecanismo de Estabilización de Precios que, a diferencia de enfrentar la variabilidad del precio *spot* a los generadores que son despachados pero que no tienen contrato, les permitiera enfrentar un precio que es más estable y predecible.

J. Objetivo de política pública

94. El Estado de Chile, desde el año 2004, ha reconocido promover la entrada de centrales de energía renovable mediante distintas políticas, incluyendo leyes que fijan cuotas para la generación de energía renovable no convencional, la exención para ellas del pago de los sistemas de transmisión, y el Mecanismo de Estabilización de Precios a que alude la presente Solicitud. Cabe, sin embargo, señalar que el Mecanismo está disponible para cualquier generador de menos de 9 MW, sea que genere energía renovable o no.

95. La Ley N° 19.940 de 2004, o Ley Corta I, que modificó la LGSE, estableció como una forma de inducir la entrada de los Medios de Generación de Pequeña Escala, un mecanismo de estabilización de precios, la que dio lugar a las normas reglamentarias del D.S. N° 88 del Ministerio de Energía y que, a juicio de las Solicitantes, no sería coherente con la misma LGSE.

96. Las Solicitantes indican que la FNE, en su documento titulado “Sector Público y Libre Competencia” (2012), reconoce que hay situaciones en los que los objetivos de política pública pueden llegar, en algunos casos, a contravenir aquellos de la libre competencia. Remarcan que el mismo documento acepta que ello no es objetable en la medida que “...estas disposiciones estén fundadas en un mandato legal expreso y específico que se sobreponga a la normativa de libre competencia, y que la actuación de los [Organismos de la Administración del Estado] se ciña estrictamente a lo dispuesto en la ley, la FNE entiende que tal actuación no sería objeto de reproche como ilícito anticompetitivo. [...] Lo anterior no obsta que, tras evaluar la magnitud e importancia de este efecto adverso para la competencia, la FNE pueda siempre solicitar al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que se proponga un cambio regulatorio al Ejecutivo, en los términos establecidos en la ley”.

97. En este balance de propósitos, las Solicitantes concluyen que la norma que establece el Mecanismo de Estabilización de Precios no es coherente con la ley, ya que afecta la dinámica competitiva entre los generadores, y favorece a los pequeños medios de generación a través de un subsidio financiado con un gravamen que se

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

aplica al resto de los generadores que no pueden adscribirse al Mecanismo. Por su parte, también consideran que el Mecanismo sería equivalente a una fijación de precios favorable a dicho grupo de pequeños generadores, pues rompe con “el principio marginalista” de la misma, que define las transferencias económicas entre los distintos actores del sistema, como se explica en la sección previa. Finalmente, sostienen que el Mecanismo produciría un aumento de precios a consumidores finales, por cuanto la contribución que algunos generadores deben soportar para solventar el precio estabilizado se cargaría al cliente final como costo implícito en las ofertas de estos generadores.

98. En relación con la consistencia de la norma con su propósito, es ampliamente reconocido que la Ley N° 19.940 tuvo como propósito declarado fomentar la entrada de pequeños generadores, fundamentalmente los que usaban energías renovables, y que argumentaban dificultades para hacerlo por dos razones: el alto costo por transmisión y, especialmente aplicable a los pequeños, la dificultad de firmar contratos de suministro de largo plazo (Muñoz, C. (2019), Pequeños medios de generación distribuida en Chile, Breves de Energía).

99. El Ministerio de Energía describe que el Mecanismo de Estabilización de Precios se incluyó durante la tramitación de la Ley N° 19.940, que agregó en ese entonces el artículo 91 de la LGSE (actual inciso 5 del artículo 149 de la LGSE), y el siguiente inciso: *“Todo propietario de medios de D.F.L. N° 2, de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación 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”*.

100. El Ministerio de Energía en su respuesta a oficio señala que este mecanismo se incorporó permitiendo fomentar el desarrollo de MGPE, reconociéndose desde la gestación de dicha indicación la necesidad de darles un tratamiento especial,

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

como una herramienta de fomento. Esta y no otra, señala, habría sido la intención inicial que tuvo en cuenta el legislador al momento de incorporar en la LGSE la creación del Mecanismo de Estabilización de Precios, para reducir la incertidumbre en el desarrollo de MGPE y permitirle el ingreso al mercado de generación (folio 67, p. 9).

101. Agrega el Ministerio de Energía que ninguna de las modificaciones que se han efectuado a la LGSE han eliminado el mecanismo de estabilización, y concluye que es necesario mantener un mecanismo de incentivo al desarrollo de este tipo de proyectos, mediante un sistema de precios estabilizados. Ello se justificaría por cuanto –en la práctica– aún existen barreras relevantes que no permiten a los MGPE obtener contratos de suministro, principalmente por su acotada capacidad de generación. Adicionalmente, señala que la política pública orientada a establecer mecanismos que permitan superar las barreras que enfrentan estos proyectos, parte de la base de que el desarrollo de proyectos de pequeña escala resulta eficiente para el sistema eléctrico en su conjunto y que, si bien, por las economías de escala de la infraestructura energética, sus costos de inversión unitarios pueden ser mayores a los costos de un proyecto de gran escala, estos otorgan al sistema un conjunto de beneficios que en definitiva justifican la permanencia de esta política (folio 67, p. 8).

K. Condiciones de entrada

102. Las condiciones de entrada al mercado eléctrico señaladas en el expediente se han referido, fundamentalmente, a la situación de los MGPE, lo que a la luz no solo de los avances tecnológicos, que las han ido viabilizando más desde el punto de vista económico, sino de las restricciones medioambientales que han dificultado la entrada de otras, tiene claro sentido económico. La promulgación de la Ley N° 19.940 tuvo el propósito y, presumiblemente el efecto, de provocar la entrada de la generación por medios no tradicionales de menor escala, lo que explica al menos una parte del explosivo aumento de la generación por dichos medios.

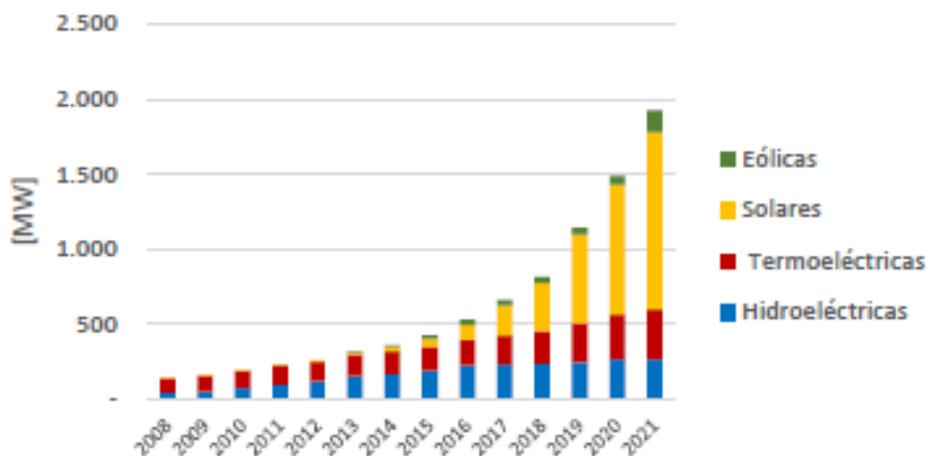
103. En términos de la relación causal entre el Mecanismo y la reducción de las barreras a la entrada para la participación de los MGPE, el Ministerio de Energía plantea que la dificultad a la entrada por parte de ellos se originaba en la falta de acceso a contratos de largo plazo, lo que limitaba fuertemente la obtención de financiamiento de las inversiones (folio 67, p. 7-8). Algunas razones de que estas no pudieran conseguir financiamiento o que les fuera caro, serían la alta exposición

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

al mercado *spot*, un volumen energético acotado respecto de la demanda requerida por potenciales clientes libres o licitaciones de suministro por parte de la CNE para clientes regulados y una disponibilidad del recurso primario que no les permite ofertar bloques de energía todo el tiempo. A su vez, la dificultad de acceder a contratos de largo plazo dice relación con los costos fijos de realizarlos y gestionarlos, lo que reduce el interés de los grandes consumidores de sustituir contratos por grandes volúmenes, por una serie de contratos por volúmenes menores. Por ello, al no poder acceder a contratos de largo plazo y precios predecibles, los generadores de pequeña escala quedaban a merced de la incertidumbre del mercado *spot*. En el mercado *spot*, los precios, y por ende los ingresos de quienes toman esa opción, son altamente variables y poco predecibles, puesto que las tecnologías y costos de cada tipo de centrales que satisfacen las demandas de cada momento y que determinan el precio *spot*, son muy diversas.

104. En este contexto, el Mecanismo de Estabilización de Precios habría abordado en parte el problema señalado relativo a la dificultad de entrada, lo que se reflejaría en la creciente participación de centrales de menor tamaño. En efecto, este antecedente ha sido presentado por diversos intervinientes en estos autos. A modo de ejemplo, el Coordinador muestra la potencia instalada en PMG y PMGD por tipo de tecnología desde el año 2008 a 2021, lo que se ilustra en la Figura N° 1.

Figura N° 1. Potencia instalada en PMG y PMGD por tipo de tecnología



Fuente: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (folio 168, p. 5)

105. La figura anterior muestra que la capacidad instalada de PMG y PMGD ha crecido sostenidamente, en particular a partir del año 2015, periodo en el cual parte de dichas centrales comenzaron a adscribirse al Mecanismo de Estabilización de Precios. En efecto, siguiendo lo señalado por la FNE en su aporte de antecedentes, se pasó de 240 centrales PMG y PMGD en 2018 a 393 en 2020, lo que representa

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

un incremento de un 64%, casi duplicando la potencia instalada en el mismo periodo. Adicionalmente, el organismo sostiene que casi la totalidad de ese incremento corresponde a centrales adscritas al Mecanismo de Estabilización de Precios, lo que refleja la importancia de este mecanismo como posible incentivo a la entrada de nuevos actores en el mercado a partir del año 2015.

106. Así, 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.

L. Metodología del Mecanismo de Estabilización de Precios

107. El Mecanismo de Estabilización de Precios da la posibilidad a que las generadoras de menos de 9 MW de excedentes puedan optar por vender su energía y potencia ya sea al precio *spot*, que como se señaló equivale al costo marginal del momento en que la central fue despachada, o a un régimen de precio estabilizado según una metodología que se utilizó en Chile desde el año 1982 con el propósito de estabilizar precios, a otros beneficiarios: los clientes residenciales o regulados. Ella se usó, para dichos beneficiarios, hasta que se introdujo la obligación a las distribuidoras de licitar su suministro, para evitar que los precios pagados por los consumidores regulados, aquellos de menor tamaño y que se conectan a una red de distribución, sufrieran variaciones significativas en sus cuentas. Dicha metodología consistió en definir como precio estabilizado el precio de nudo de corto plazo, y se explica a continuación.

108. La metodología señalada, define el precio estabilizado como el precio de nudo de corto plazo (PNCP) que es calculado semestralmente por la CNE en un informe técnico y se fija mediante un decreto del Ministerio de Energía publicado en el Diario Oficial. El PNCP resulta de una estimación oficial de la autoridad respecto del costo marginal de corto plazo o del precio esperado en el mercado *spot* y su cálculo considera diversos pasos que incluyen la estimación de la operación del sistema eléctrico “mirando hacia adelante” desde que se realiza el ejercicio, y, además, un ajuste de ese precio en función de una banda que se basa en los precios Promedio de Mercado (PMM). Esta banda de precios acota que las simulaciones de costo marginal que resultan en un costo marginal esperado no se desalineen con las expectativas que tienen compradores y vendedores.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

109. El uso de esta banda ha sido cuestionado por la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., como el factor que haría que el mecanismo no tuviese las características de estabilización. Sin embargo, dicha banda, que permite acotar un eventual desalineamiento alto de la estimación de la CNE con el funcionamiento del mercado ha sido usada para la estabilización del precio pagado por clientes residenciales, a través del Precio Nudo, y tiene la misma lógica de una proyección efectiva de los costos marginales futuros. Los privados también hacen sus propias estimaciones que se reflejan en el valor de los contratos.

110. Así, a diferencia del precio *spot*, que equivale al costo marginal en el momento en que se estima, el PNCP es una proyección de lo que debiera ser el costo marginal pero no en un momento determinado, sino en un periodo mayor. Por lo anterior, esta proyección, que depende de la hidrología de los costos de las distintas centrales que se espera den la punta, esto es, sean las últimas en ser despachadas, y también de los precios de los contratos, que actúan como límites, hacen que el precio *spot* no debiera diferir sistemáticamente del PNCP, independientemente de que, en cada momento, lo más probable es que se produzca una diferencia.

111. Por lo anterior, si un agente pudiera optar por vender su energía al precio *spot* o al precio estabilizado de la forma en que lo calcula la CNE, no debiera esperarse un sesgo o preferencia que se explique por una diferencia del valor esperado de cada uno, sin perjuicio de que, en distintos períodos, sí puedan existir discrepancias.

112. A costa de ser reiterativo, la metodología del Mecanismo de Estabilización de Precios se establece dentro del marco de los balances de transferencias económicas de energía y potencia entre las empresas generadoras que inyectan y retiran energía del sistema, administrado por el Coordinador, y ese balance permite que los déficits que surgen cuando el precio estabilizado supera al costo marginal instantáneo del sistema, sean cubiertos por las generadoras que efectúan retiros, a prorrata de estos. Sin embargo, el Mecanismo es de carácter bidireccional, pues cuando ocurre lo contrario –es decir, el costo marginal supera al precio estabilizado– las MGPE siguen obteniendo el monto de su energía valorizado a precio estabilizado, por lo que el superávit en ese caso se dirige en favor de las generadoras que efectúan retiros del sistema, conclusión que es refrendada por la FNE (aporte de antecedentes FNE, folio 103, p. 9).

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

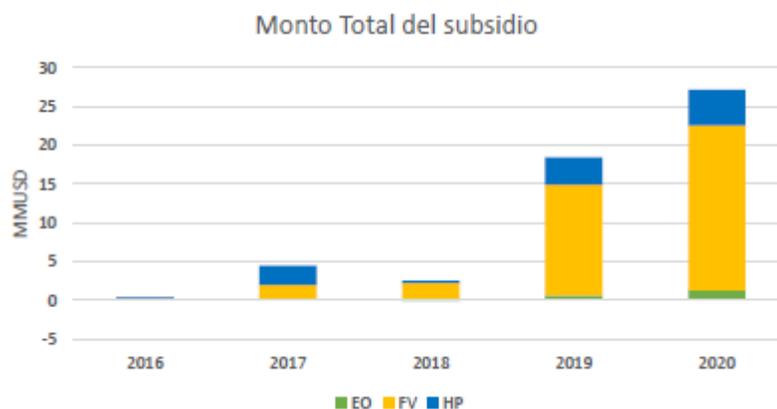
113. Así, en definitiva, por construcción, el Mecanismo de Estabilización de Precios no corresponde a una medida que, a través de un sesgo en el precio, beneficie estructuralmente a ciertas centrales de generación en perjuicio de otras.

M. Dirección y carga económica del Mecanismo

114. Más allá de que, como se ha señalado, el diseño del Mecanismo de Estabilización de Precios lleva a que la esperanza (como concepto estadístico), de la diferencia esperada entre el precio *spot* y el precio estabilizado sea cero, la evidencia empírica de su funcionamiento ha sido parte de la fundamentación de la Solicitud para realizar una modificación. Así, las Solicitantes indican que las disposiciones reglamentarias cuya modificación se solicita, distorsionan el proceso competitivo en el mercado relevante de generación eléctrica, fijando un precio y distorsionándolo al aumentarle el costo a un subconjunto de generadores. En particular, sostienen que el Reglamento mantiene un subsidio derivado de la brecha que puede existir entre el precio *spot* y el precio establecido por medio del Mecanismo para los MGPE y que el financiamiento de este subsidio debe ser a costa del resto de los generadores del sistema que efectúan retiros.

115. Para mostrar el efecto del mecanismo, las Solicitantes indican que el monto del subsidio que deben soportar como compensaciones las empresas generadoras que retiran, aumentó en sólo tres años desde poco menos de USD 5 millones en 2017 a casi USD 30 millones en 2020. Esto se encuentra reflejado en la Figura N° 2. Añaden las Solicitantes que esta diferencia se mantendrá durante los próximos años.

Figura N° 2



Fuente: Solicitud, p. 49.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

116. Ahora bien, la información presentada en la figura anterior es agregada para cada año desde 2016 a 2020. Sin embargo, cuando el análisis se hace en forma continua, se aprecia que resulta difícil prever la conveniencia *ex ante* de optar por el Mecanismo. En efecto, de acuerdo con la siguiente figura, se observa que entre los años 2019 y 2020 el Mecanismo fue en general deficitario, pero que en diversos meses existió un superávit que favoreció a centrales que efectuaron retiros del sistema.

Figura N° 3



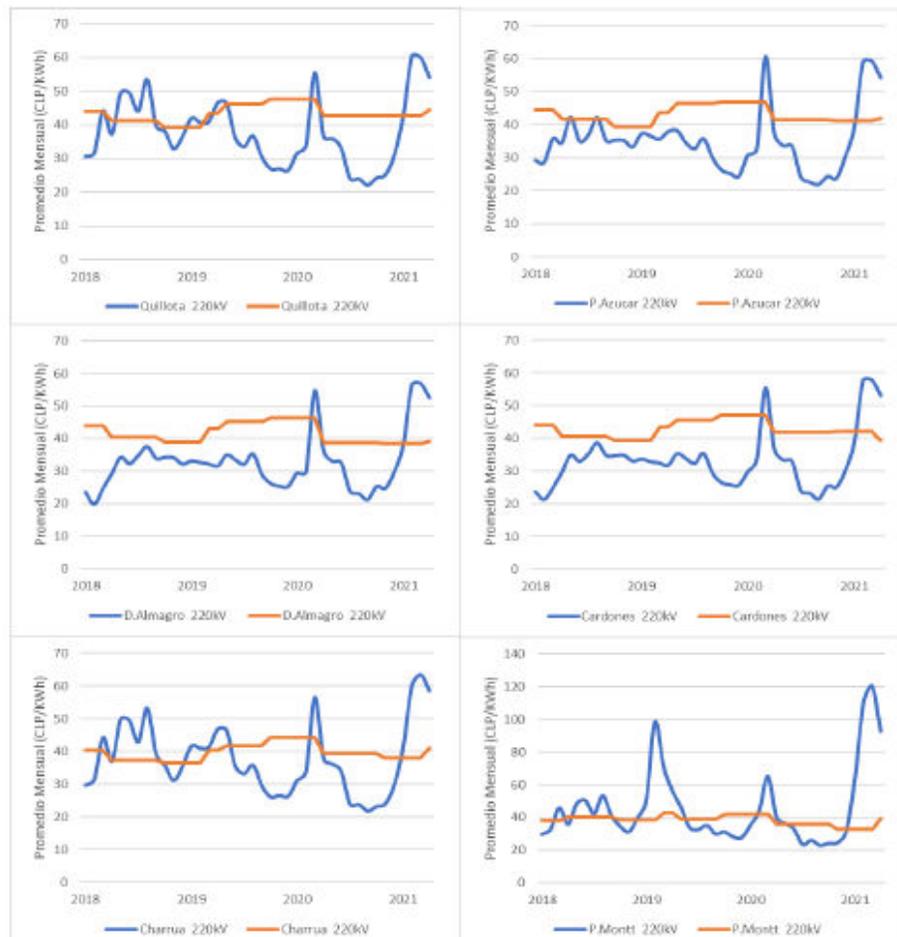
Fuente: Aporte de antecedentes FNE (folio 103, p. 19)

117. Como ya fue señalado, la figura previa confirma que quien soporta la carga económica del Mecanismo de Estabilización de Precios no depende de su construcción, sino del período considerado.

118. Una manera de visualizar mejor cómo opera el Mecanismo requiere considerar un periodo más largo y continuo de tiempo. La Figura N° 4 apoya la idea de que no existe una tendencia permanente de que predomine un precio sobre otro (precio *spot* o precio estabilizado) y, por ende, no debiera por esta razón haber incentivos para los PMG y PMGD de obtener mayores ingresos por acogerse al Mecanismo en lugar de optar por valorizar su energía al precio *spot*. En efecto, como la FNE señala, en el corto plazo, y para cualquier PMG o PMGD, no resulta trivial estar en condiciones de poder estimar con certeza el comportamiento futuro del PNCP y la relación que tendrá con los costos marginales futuros, por lo que la ventaja del Mecanismo no está en asegurar un determinado nivel de ingresos, sino en reducir fluctuaciones de caja de corto plazo y, así, el riesgo financiero del proyecto (aporte de antecedentes FNE, folio 103, p. 20).

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Figura N° 4



Fuente: Aporte de antecedentes FNE (folio 103, p. 19)

119. Aun en materia de compensaciones, cabe señalar que la FNE, respecto de las empresas que han debido aportar más a PMG y PMGD bajo el Mecanismo, indica que son siete empresas quienes pagan prácticamente el 80% del total de las compensaciones que se realizan cada año. Si se toma como medida el porcentaje en el total de los retiros que estas empresas realizan del sistema, el pago de estas compensaciones representó, en promedio, el 0,06% en el 2018, porcentaje que subió al 1,36% durante el 2020, pero que en el periodo analizado del año 2021 (hasta abril) ha significado un flujo positivo para estas empresas de 0,33%.

120. La inferencia de que el Mecanismo no tiene un sesgo es consistente con el hecho que no haya habido en Chile discusión respecto a la situación de que la estabilización aplicada en el caso de autos es la misma que la que se ha seguido para determinar los precios que pagan los consumidores finales y que las compañías distribuidoras han traspasado directamente a las cuentas. Esto es, no ha existido un cuestionamiento en el sentido de que el PNCP tiene un sesgo que lo

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

hace mayor al precio *spot* y, por ende, un sesgo en favor de las empresas generadoras y en contra de los clientes sujetos a tarifas reguladas.

121. También lo anterior es consistente con la existencia de distintos mecanismos de estabilización de precios aplicables a generación con energía renovable en distintas partes del mundo. En Europa, se asocia a los llamados contratos por diferencia, cuya evolución se asimila a contratos financieros de cobertura y aunque han evolucionado hacia perfeccionamientos continuos, han sido evaluados positivamente como instrumentos que facilitan la entrada a empresas con altos costos de transacción de adscribir contratos de largo plazo (Welisch M. y R. Poudineh (2019), Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK, the Oxford Institute for Energy Studies, y Department of Energy and Climate Change, UK (2013), Electricity Market Reform – Contract for Difference: Contract and Allocation Overview).

122. En este sentido, Muñoz, C. (2019) citado *supra* se refiere al mecanismo de estabilización de contratos por diferencia usado en el Reino Unido. Cabe señalar que la Comisión Europea no planteó objeciones al régimen de ayudas estatales que le fue notificado. En este caso la medida se considera como ayuda estatal, y la Comisión lo analiza bajo este marco. En particular, el análisis se hace bajo las directrices sobre ayudas estatales para la protección del medio ambiente y la energía 2014-2020 (EEAG). Respecto de la distorsión a la competencia, la Comisión concluye que esta, causada por el mecanismo notificado, se compensa con la contribución positiva a los objetivos de la política común (véase Comisión Europea, Sentencia del 23 de julio del 2014, State aid SA.36196 (2014/N) United Kingdom Electricity Market Reform - Contract for Difference for Renewables).

123. En resumen, por diseño y construcción, la opción de un MGPE por el régimen de precio estabilizado en lugar de recibir el precio *spot*, implica un beneficio cada vez que el precio estabilizado es mayor al precio *spot*, pero lo contrario ocurre cuando la diferencia se revierte. Esto es, no existe un subsidio *ex ante*, que sea predecible y que deba ser financiado por los generadores con contrato y que son deficitarios.

124. Sin perjuicio de lo anterior, como el precio estabilizado tiene relativamente alta inercia, permitiría predecir con bastante certeza el sentido de la diferencia entre precio *spot* y estabilizado en periodos cortos de tiempo. En consecuencia, si a un agente se le permitiera cambiarse en el corto plazo desde una opción a otra, ello sí

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

podría beneficiar a dicho agente. Esto es, si un agente un día puede optar por un precio (*spot* o estabilizado) y al siguiente día por el otro, puede aprovecharse del conocimiento que es posible tener de cual será probablemente mayor y de esta manera, hacer que el mecanismo puede generar un sesgo sistemático en favor de agentes que tienen esa posibilidad de cambio y en contra de quienes no lo tienen.

125. La aprensión previa ha sido manifestada por las Solicitantes al referirse a las posibilidades de arbitraje (Solicitud, folio 7, p. 34). Sin embargo, como se analiza más adelante, ello tampoco ha sido sustentado.

N. Efectos para los consumidores finales

126. Las Solicitantes indican que el D.S. N° 88 fija un precio y distorsiona el proceso competitivo al aumentarle el costo a un subconjunto de generadores y, en último término, a los consumidores de energía eléctrica (Solicitud, folio 7, p. 2). Como ya se analizó, en la medida que el mecanismo opera con simetría, ello significa que lo que en un momento puede significar un mayor costo para unos generadores y un beneficio para otros, se revierte en otro momento, sin que haya efectos esperables sobre los costos de algunos.

127. De esta manera, de existir un efecto adverso del Mecanismo de Estabilización de Precios sobre los consumidores depende no de la dirección de las transferencias en un momento, sino que de que esa política induzca una entrada a empresas menos eficientes y ellas sustituyan la entrada de otras que serían más eficientes. No existen antecedentes de que ese sea el caso, sino que se ha planteado que la entrada obedecería al término de una barrera a la entrada, la que fundamentaría el propósito perseguido por la política pública, incluyendo la diversificación energética.

128. En la misma línea, incluso en el período considerado en el informe económico acompañado por las Solicitantes, que rola a folio 1, se señala que el costo por MWh retirado ha ido aumentando desde 1 centavo de dólar por MWh en 2016 a 55 centavos de dólar por MWh en 2020, lo que equivale alrededor del uno por ciento del precio *spot*.

129. Por su parte, la FNE evalúa el efecto del Mecanismo sobre el precio de la energía en base a la información proporcionada por el Coordinador. Al respecto, sostiene que en la mayoría de los meses se tiene un leve efecto negativo e incluso

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

en el año 2020, periodo en que la intensidad del uso del Mecanismo ha sido mayo, el efecto sobre el precio final de la energía es más bien acotado. En efecto, el costo para el sistema no habría superado los US\$1,2/MWh y, en promedio para los últimos tres años, la mantención del Mecanismo ha implicado un incremento del costo marginal de sólo US\$0,33/MWh, es decir, de menos del 0,67% del valor de costo marginal del sistema en el mismo periodo (aporte de antecedentes FNE, folio 103, p. 25).

130. En consecuencia, en línea con los antecedentes aportados en autos y que consideran períodos específicos, en los que el precio estabilizado ha superado el precio *spot*, no es posible deducir que el Mecanismo de Estabilización de Precios 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.

O. Posibilidad de arbitraje

131. Las Solicitantes describen que la autoridad establece un periodo de cuatro años para mantenerse en el régimen de precio estabilizado. Al respecto, estiman que la autoridad, consciente de que la forma en que se reglamenta el Mecanismo se presta para distorsiones y arbitraje de precios, dejó la misma cortapisa de cuatro años, con el objeto de evitar que fuera utilizada en forma más especulativa, aludiendo al plazo que ya se exigía en el D.S. N° 244, de 2006, que precedió al D.S. N° 88. Sin embargo, sostiene que en ese período siempre será relativamente sencillo estimar si el precio estabilizado será mejor alternativa que el costo marginal o no, produciendo así el arbitraje y la consecuente distorsión en el mercado de generadores (Solicitud, folio 7, p. 34). En efecto, el D.S. N° 244 establecía en el artículo 39 que *“El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses”*.

132. Por su parte, el D.S. N° 88, en su artículo 12, contempla que la opción *“deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en*

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

operación del señalado medio. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador al menos con seis meses de antelación”.

133. En ese sentido, considerando lo señalado en la sección M *supra*, cabe recordar que, si bien para gran parte del periodo en que ha operado el Mecanismo de Estabilización de Precios, tanto en el contexto del D.S. N° 88 como del anterior D.S. N° 244, hubo una tendencia a tener precios estabilizados por sobre el valor de los costos marginales, igualmente en algunos periodos se observó lo contrario.

134. De acuerdo con el aporte de antecedentes de la FNE, de esto podría concluirse que, en el corto plazo, y para cualquier PMG y PMGD, no resulta trivial estar en condiciones de poder estimar con certeza el comportamiento futuro del PNCP y la relación que tendrá con los costos marginales futuros (folio 103, p. 20).

135. Lo señalado por la FNE es consistente con lo reflejado en los datos sobre centrales y el precio utilizado, a costo marginal o estabilizado, presentados en la Tabla N° 1. De ellos se observa que a pesar de que para la mayor parte del tiempo en que ha operado el Mecanismo hubo una tendencia a tener precios estabilizados por sobre los costos marginales, diversas centrales no se adscribieron al mecanismo. Si resultara, como indican las Solicitantes, relativamente sencillo para los PMG y PMGD estimar si el precio estabilizado era la mejor alternativa, probablemente una mayor parte de ellos se habrían adscrito al mismo:

Tabla N° 1

Régimen de precios y Tecnología	2018		2019		2020	
	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)	Número centrales	Potencia máxima bruta (MW)
Costo Marginal	142	454,8	146	463,31	144	430,40
Eólicas	4	30,3	5	40,30	3	25,05
Hidroeléctricas	50	112,5	47	117,85	43	90,69
Solares	31	117,0	24	69,36	19	52,00
Termoeléctricas	57	195,0	70	235,80	79	262,66
Precio Estabilizado	98	371,5	173	668,71	249	1017,17
Eólicas	2	15,6	3	24,60	5	39,85
Hidroeléctricas	32	92,2	43	113,14	49	145,11
Solares	60	258,9	122	525,17	189	823,40
Termoeléctricas	4	4,8	5	5,80	6	8,81
Total	240	826,3	319	1132,02	393	1447,56

Fuente: Aporte de antecedentes FNE (folio 103, p. 21).

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

136. En conclusión, de acuerdo con lo expuesto previamente, la posibilidad para un Medio de Generación de Pequeña Escala de optar por un mecanismo al cual valorar sus inyecciones, no asegura necesariamente ventajas que sean permanentes. Adicionalmente, de acuerdo con lo indicado en esta sección, este Tribunal estima que la posibilidad de arbitrar a partir de la elección entre el costo marginal y el precio estabilizado estaría mitigada a partir de las limitaciones impuestas por la normativa, las cuales se encuentran alineadas con periodos de tiempo en los cuales los MGPE no serían capaces de determinar el régimen más conveniente.

P. Otros aspectos expuestos por los aportantes: Posibilidad de fraccionamiento y mecanismo propuesto por las Solicitantes

137. Las Solicitantes indican que fondos de inversión privados desarrollan, estructuran y financian carteras de proyectos PMG y PMGD de centenas de MW, pero fraccionados artificialmente, lo que es ineficiente, con presupuestos que abarcan decenas o centenas de millones de dólares de inversión. Esta ventaja financiera, derivada del precio estabilizado, habría permitido que la inversión en PMGD y PMG subsidiados no tenga límite práctico, beneficiando a fondos de inversión privados y a la banca, y no a los clientes finales (Solicitud, folio 7, p. 49-50).

138. Al respecto, la CNE señala que el D.S. N° 88 restringe las posibilidades de fraccionamiento de proyectos que permitirían acceder al mecanismo mediante una división ficticia de unidades generadoras de mayor tamaño. En particular, dicho organismo sostiene que el fraccionamiento de proyectos está contemplado expresamente en el artículo 6° del D.S. N° 88, el cual establece que la CNE, en el marco del proceso de declaración en construcción de un proyecto de generación, contemplado en el artículo 72-17 de la LGSE y en el Capítulo 3 del Título II del D.S. N° 88, deberá analizar *“(...) que éste cumpla con lo establecido en el artículo 149º de la Ley, en cuanto a que sus excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts. Lo anterior, con el objeto de que éstos puedan acceder a las condiciones definidas exclusivamente para Medios de generación de pequeña escala, tales como condiciones de conexión, operación, nivel de precio y facturación”*. Asimismo, la referida disposición establece que *“(...) la Comisión no podrá declarar en construcción como Medio de generación de pequeña escala a un proyecto que no cumpla con la condición indicada en el inciso anterior, por*

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

situaciones tales como fraccionamientos de proyectos o por la realización de proyectos en dos o más etapas". Por último, el precepto indica ciertos criterios que la CNE deberá contemplar para determinar si se configura un fraccionamiento de proyectos, como, por ejemplo, la estructura de propiedad del proyecto en relación con otros proyectos cercanos geográficamente, tal como lo expresa en su respuesta a oficio (folio 68, p. 13).

139. En teoría, las ventajas eventuales que tendría un generador que tiene la posibilidad de cambiarse de esquema en un periodo relativamente corto, inducirían a que este fraccione sus inversiones de modo que ellas queden afectas a dicha opción. No obstante, en primer lugar, de acuerdo con lo señalado en la sección O, el D.S. N° 88 restringe las posibilidades de acceder rápidamente y por un periodo breve al régimen de precio estabilizado. Por su parte, atendido lo señalado en la normativa, y que no se cuenta con antecedentes en autos acerca de proyectos que hayan sido fraccionados con el objetivo de acceder al Mecanismo de Estabilización de Precios para MGPE, este Tribunal estima que este riesgo está debidamente mitigado, puesto que las posibilidades de fraccionamiento se encuentran restringidas.

140. En cuanto a la proposición de las Solicitantes en el sentido que se realice un procedimiento de cálculo de un precio referencial preliminar, con una reliquidación posterior contra el costo marginal real que resulte semestral o anualmente; o que se considere mantener el actual sistema, pero introduciendo una reliquidación anual contra el costo marginal efectivo, cabe indicar que esta propuesta no puede entenderse como un mecanismo de estabilización que permita resolver el problema que se ha identificado como el que genera los costos de entrada de quienes no tienen contratos de largo plazo.

Q. Sesgos y diferentes tecnologías

141. Las Solicitantes señalan que el Mecanismo de Estabilización de Precios que existe facilita la entrada, pero crea un subsidio que favorece a los pequeños generadores, especialmente a aquellos solares fotovoltaicos, como indican en su solicitud (folio 7, p. 54).

142. Este beneficio particular para la tecnología solar también fue identificado por otros intervinientes en estos autos. Por ejemplo, GPM A.G. indica en su aporte de antecedentes que, el precio de nudo ha beneficiado más a las plantas solares y que,

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

en 2018, más de dos tercios de los MW instalados y casi todo el aumento de la capacidad entre enero y diciembre son pequeños generadores solares. Por el contrario, en el mismo año, el número de MW hidráulicos apenas aumentó (folio 81, p. 3).

143. Sin embargo, cabe considerar que existen otros factores relevantes en esta materia. A modo de ejemplo, la FNE se refiere a que la disminución del costo de ciertas tecnologías de energía variable, en particular paneles solares, habría permitido también el ingreso masivo de nuevas centrales más eficientes y a menores costos (aporte de antecedentes FNE, folio 103, p. 17).

144. Por su parte, uno de los aspectos centrales que motivaron la modificación en la metodología de cálculo del precio estabilizado considerado en el D.S. N° 244 y el actual D.S. N° 88, se explica por cierto “sesgo” a favor de algunas tecnologías, en particular la energía solar. Este “sesgo” resultaba producto de que el PNCP se trataba de un valor promedio que representaba distintos bloques horarios de operación del sistema (aporte de antecedentes FNE, folio 103, p. 14).

145. Así también lo explica el Ministerio de Energía, indicando que uno de los objetivos que se tuvo a la vista con el D.S. N° 88 fue la reducción de desbalances ocasionados principalmente por las distintas condiciones de oferta y demanda del sistema en distintos intervalos temporales, lo que se logró con la incorporación de una desagregación temporal de precios resultantes del Mecanismo como expone en su respuesta a oficio (folio 67, p. 17).

146. Ahora bien, el Ministerio de Energía indica que se realizó una estimación del nivel de desbalances previos y posteriores a la modificación considerada en el D.S. N° 88. Al respecto describe que considerando un costo marginal promedio por bloques como los propuestos en la modificación reglamentaria, las diferencias de ingresos respecto al costo marginal horario se ven reducidas. Adicionalmente, arguye que la existencia de desbalances corresponde a un resultado esperable e ineludible en el establecimiento de un mecanismo que cumpla con los objetivos de entregar certeza y estabilizar el precio de energía, dada la incertidumbre inherente en el costo marginal que no permite estimar con precisión su comportamiento futuro (folio 67, p. 19).

147. Por su parte, la FNE señaló que todavía no es posible evaluar el resultado de las compensaciones aplicando el D.S. N° 88, que trata de mitigar estos sesgos

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

dado, principalmente, su régimen transitorio de entrada en vigencia. La Fiscalía sostiene que la información que es considerada por el Coordinador en el ejercicio utilizado para concluir que la nueva forma de cálculo del Mecanismo no corrige el sesgo tecnológico a favor de la tecnología solar es muy acotada, puesto que sólo considera una barra y un mes. Por lo tanto, concluye que este ejercicio no daría cuenta de un “sesgo” estructural.

148. En consecuencia, de acuerdo con el análisis efectuado precedentemente, se concluye que no existen antecedentes que ameriten en este caso proponer una modificación normativa respecto del Mecanismo de Precio Estabilizado, contemplado en el artículo 149 inciso quinto de la Ley General de Servicios Eléctricos y en el D.S. N° 88 de 2020 del Ministerio de Energía.

SE RESUELVE: No ejercer la facultad conferida por el artículo 18° N° 4 del Decreto Ley N° 211.

Notifíquese por el estado diario y archívese en su oportunidad.

Rol ERN N° 27-21.

No obstante haber concurrido al acuerdo, no firma el Sr. Enrique Vergara Vial por no contar con medios electrónicos para ello.

Pronunciada por los Ministros Sra. Maria de la Luz Domper Rodríguez, Presidenta(S), Sr. Ricardo Paredes Molina, Sr. Jaime Barahona Urzúa. Autorizada por la Secretaria Abogada, Sra. María José Poblete Gómez



1BB7CF41-EFF7-46A4-B69A-44E4E9778E87

Este documento incorpora una firma electrónica avanzada. Su validez puede ser consultada en www.tdlc.cl con el código de verificación indicado bajo el código de barras.