

**EN LO PRINCIPAL:** Solicitan Inicio de Expediente de Recomendación Normativa.  
**EN EL PRIMER OTROSÍ:** Acompañan documento. **EN EL SEGUNDO OTROSÍ:**  
Acreditan personería.

## H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

**MARIO BRAVO RIVERA** y **GABRIEL MATÍAS TRAFILAF ORTIZ**, abogados, en representación convencional, según se acreditará, de **Hidromaule S.A.; Duquenco SpA; Energía Coyanco S.A.; Besalco Energía Renovable S.A. y Trans Antarc Energía S.A.**, en adelante conjuntamente denominadas las “Solicitantes”, todos domiciliados para estos efectos en Isidora Goyenechea 3250, oficina 1005, piso 10, Las Condes, Santiago, a ese H. Tribunal con respeto decimos:

Que, de conformidad con establecido en el N° 4 del artículo 18 y 31 del Decreto Ley N°211, de 1973, venimos en solicitar a este H. Tribunal el inicio de un Expediente de Recomendación Normativa, a fin que el V.S. se sirva recomendar a S.E. el Presidente de la República, por medio del Ministerio de Energía, la modificación del **Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 8 de octubre de 2020 - “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”-** (en adelante D.S. N° 88/2020 o D.S. N° 88) en lo que se refiere al **“Mecanismo de estabilización de precios”** para *Medios de Generación de Pequeña Escala* consagrado en el artículo 149 inciso 5° de la Ley General de Servicios Eléctricos<sup>1</sup> (norma legal que dispone la delegación de dicha potestad reglamentaria) y **específicamente proponga la modificación de su Artículo 14°** que dispone *“Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.”, así como todas aquellas disposiciones del D.S. N°88/2020*

---

<sup>1</sup> El inciso 5° del artículo 149 de la LGSE fue introducido por la Ley 19.940 de 13 de marzo de 2004, denominada Ley Corta I.

**relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”<sup>2</sup>, incluyendo sus disposiciones transitorias**, en caso que **estime** ese H. Tribunal que, dado los antecedentes de hecho, económicos y de Derecho contenidos en la presente solicitud y los que se aporten en el curso del Expediente de Recomendación Normativa (ERN), **que estos preceptos reglamentarios son contrarios a la libre competencia**. En particular, dado que el DS 88/2020 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.

Asimismo solicitamos respetuosamente a ese H. Tribunal que, para el caso que estime que efectivamente estos preceptos reglamentarios son contrarios a la libre competencia, y -sin perjuicio de la facultad soberana de V.S. para proponer las modificaciones necesarias de dichos preceptos reglamentarios-, considere los cambios que estos solicitantes sugieren en este escrito para que el D.S. 88/2020, en lo que se refiere al **“Mecanismo de estabilización de precios”**, a efecto que no sea contrario a la libre competencia y cumpla cabalmente con el objetivo de fomento de la competencia en el mercado de generación eléctrica que, precisamente busca la Ley 19.940<sup>3</sup>; el artículo 149 inciso 5º de la LGSE y los propios Considerandos de D.S. 88/2020.

## **I. PERTINENCIA DEL EXPEDIENTE DE RECOMENDACIÓN NORMATIVA EN LOS TÉRMINOS DEL ARTÍCULO 18 NUMERO 4) DEL D.L. Nº 211:**

1. Como este H. Tribunal ha sostenido en su Resolución 142/2019, la pertinencia de un ERN (facultad propositiva)<sup>4</sup> considera dos supuestos, a saber:

*“3. En el ejercicio de la facultad propositiva que el D.L. N° 211 confiere a este Tribunal, se deben distinguir dos supuestos para que ella pueda ser ejercida. En el primero, cuando se trata de proponer la modificación o derogación de un texto legal o reglamentario, éste debe ser contrario a la libre competencia.*

---

2. **Artículos 12 y 17 al 26.** En efecto, el artículo 17 del DS 88/2020 hace referencia a "precios estabilizados" que estarían definidos en el artículo 9º y que serán fijados por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, previo informe técnico de la Comisión y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. Sin embargo, el artículo 9º solo habla del acceso a un "mecanismo de estabilización de precios" conforme lo señala el artículo n°149 inciso 5to de la LGSE. En adelante, los artículos 18 al 26 de la norma ya no abordan nunca más un "mecanismo de estabilización", sino un método para calcular y fijar un precio, el "precio estabilizado" definido en artículo n°17 de la misma norma.

<sup>3</sup> La Ley 19.940 introdujo el artículo 149 inciso 5º a la LGSE. Considerando el “Mecanismo de estabilización de precios”.

<sup>4</sup> Véase a fojas 2.040 de la Resolución de Término 142/2019 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

*En el segundo, en cambio, el supuesto para solicitar la dictación de una norma legal o reglamentaria radica en la necesidad de fomentar la competencia o regular el ejercicio de determinadas actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas.(...)”.*

2. Como lo hemos señalado, la presente solicitud de ERN tiene por objeto proponer -la modificación del Artículo 14º del D.S. N° 88/2020 así como todas aquellas disposiciones relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias- por lo que nos encontramos ante los dos supuestos señalados por V.S. en cuanto se solicita por una parte, modificar o derogar el reglamento, en lo que se refiere a este mecanismo contemplado el artículo 149 inciso 5º de la LGSE, por estimar que dichas disposiciones reglamentarias son contrarias a la libre competencia y por otra, asimismo, se proponga las modificaciones (dictación) de dichos preceptos que fomenten la libre competencia en el mercado de generación eléctrica.
3. H. Tribunal estamos claramente en presencia de un Reglamento, dictado por el Ministerio de Energía, que en lo que respecta a las disposiciones reglamentarias cuyas modificaciones se solicitan, atenta a la Libre Competencia al distorsionar el proceso competitivo en el mercado relevante de generación eléctrica, fijando un precio y distorsionando el proceso competitivo, al aumentarle el costo a un subconjunto de generadores y, en último término, a los consumidores.
4. Es sabido que el Estado de Chile, a través de sus organismos, siempre debe atenerse a la Constitución y a las leyes -principio de legalidad- y en el presente caso, el Ministerio de Energía, en representación del Estado, no puede vulnerar ley alguna, principalmente el DL 211 que fija las normas para la Defensa de la Libre Competencia<sup>5</sup>, por lo cual si fuera el caso, está sujeto a prevenciones por parte de este H. Tribunal destinadas a evitar y corregir la

---

<sup>5</sup> En la Sentencia N° 138 de 2014, el H. Tribunal señala que : Que la cuestión relativa a si las instituciones del Estado están sujetas al derecho de la competencia posee una respuesta afirmativa relativamente pacífica en nuestro derecho. Dicha sujeción ha sido establecida de manera consistente y conteste por la jurisprudencia de este Tribunal y de la Excma. Corte Suprema, quienes no sólo han interpretado el elemento subjetivo del artículo 3º del D.L. N° 211 (singularizado en la expresión “el que” del inciso primero) de una forma amplia y carente de excepciones, sino que además han establecido que “[l]as normas de protección de la libre competencia son de orden público y por ende aplicables a todas las personas, naturales o jurídicas, públicas o privadas, en cuanto éstas concurran al mercado, de manera que es el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia el llamado a resolver si ha tenido lugar alguna infracción” (Sentencia de la Excma. Corte Suprema, rol N° 6100/2010, que acoge reclamación en contra de Sentencia del TDLC N° 100/2010).

concreción de preceptos legales o reglamentarios contrarios a la libre competencia.

5. En este sentido, la Fiscalía Nacional Económica, en su documento titulado “Sector Público y Libre Competencia”<sup>6</sup>, de junio de 2012, afirma lo siguiente: *“(...) cabe tener presente que la legislación de libre competencia de nuestro país no exime a órgano alguno –sea una entidad pública o privada, y cualquiera sea su organización o estructura societaria- del cumplimiento del DL 211, ni establece excepciones a mercados determinados, de manera que en todos los mercados debe cumplirse con la normativa de libre competencia por todo tipo de entidad o individuo. Sin perjuicio de lo anterior, la Fiscalía Nacional Económica (FNE) reconoce que, en algunos casos, los objetivos de política pública y las regulaciones específicas que los concretizan, pueden no estar alineados con los principios de la libre competencia, e incluso llegar a contravenirlos. 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 OAE (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”<sup>7</sup>.*
6. A modo de adelanto, hacemos presente sobre lo señalado en el párrafo anterior, que la LGSE en su artículo 149 inciso 5º, al contemplar un **“Mecanismo de Estabilización de Precios”** para los Medios de Generación de Pequeña Escala, no entrega un mandato ni expreso ni tácito para soslayar la libre competencia, por lo que resulta difícil sostener que este precepto legal tiene por finalidad sobreponerse a las normas de Defensa de la Libre Competencia. Por el contrario, tal como quedará acreditado en el curso del presente ERN, la norma legal aludida tiene, en su origen (mensaje) y en su

---

<sup>6</sup> Véase en <https://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2012/06/Guia-final-sector-publico.pdf>

<sup>7</sup> El destacado en esta y otras citas, es nuestro.

discusión, por objeto fomentar y promover la libre competencia en el sector de generación eléctrica.

7. El Decreto Supremo N° 88/2020 que aprueba el “*Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala*” fue dictado en el ejercicio de la potestad reglamentaria que el artículo 32 N° 6 de la Constitución de la República le confiere al Presidente de la República y en lo tocante precisamente al “**Mecanismo de estabilización de precios**” para *Medios de Generación de Pequeña Escala* es el artículo 149 inciso 5° de la LGSE la norma legal que dispone la delegación de dicha potestad reglamentaria.
8. En efecto, el artículo 149 inciso 5° de la Ley General de Servicios Eléctricos prescribe:

*“Todo propietario de medios 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”.*

9. De forma tal que, acorde con lo señalado, no cabe duda que estamos en presencia del presupuesto consagrado en el número 4 del artículo 18 del DL 211, que establece la procedencia de la presente solicitud de ERN, dado que el mencionado artículo señala lo siguiente:

**“Artículo 18.-** *El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia tendrá las siguientes atribuciones y deberes:*

*(4) Proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Estado que corresponda, la modificación o derogación de los preceptos legales y reglamentarios que estime contrarios a la libre competencia, como también la dictación de preceptos legales o reglamentarios cuando sean necesarios*

*para fomentar la competencia o regular el ejercicio de determinadas actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas. En todo caso, el ministro receptor de la propuesta deberá manifestar su parecer sobre ésta. La respuesta será publicada en el sitio electrónico institucional del Tribunal, de la Fiscalía y del Ministerio de que se trate”.*

## II. OBJETO DE LA SOLICITUD DE INICIO DE ERN:

10. La solicitud de inicio de este ERN, tiene por objeto que ese H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, luego de analizados los antecedentes de hecho, económicos y de derecho que se incorporen en el proceso, recomiende a S.E. el Presidente de la República, por medio del Ministerio de Energía, la modificación del Decreto Supremo Nº 88/2020, específicamente **del Artículo 14º del D.S. Nº 88/2020 así como todas aquellas disposiciones relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias** por estimar V.S., que es contrario a la libre competencia. Y con tal efecto, las solicitantes sugieren las modificaciones pertinentes, sin perjuicio de lo que estime en definitiva ese H. Tribunal. Lo anterior, dado que dicha disposición da cuenta de manera categórica lo contrario a la libre competencia que resulta la interpretación y el tratamiento que el D.S. Nº 88/2020 da al **“Mecanismo de Estabilización de Precios”** consagrado en el artículo 149 inciso 5º de la LGSE, pues asigna a los competidores que no se acogen a dicho mecanismo el pago del costo de él, en circunstancias que la LGSE en caso alguno considera un precio especial o distinto al costo marginal para los Medios de Generación a Pequeña Escala, ni un mecanismo que constituya un subsidio para ellos -ni mucho menos que sean los competidores quienes asuman el costo que pueda implicar el Mecanismo con la consiguiente discriminación contra ellos.
11. Así, junto con la modificación del artículo 14 del D.S. 88/2020 se solicita considerar las consecuentes modificaciones a los artículos siguientes, por estar especialmente relacionados con dicha disposición:
12. Artículo 1º *que* señala el objeto del reglamento, entre ellos, establecer *“los mecanismos de estabilización de precios”* y no define ni describe mecanismo alguno de estabilización, sino que fija un precio.
13. El Capítulo 3 (artículos 9 al 26) -*“Valorización de Inyecciones Para Medios de Generación de Pequeña Escala”*- si bien se inicia enunciando un mecanismo

**de estabilización** (Artículo 9), termina describiendo un mecanismo **de fijación de precio** (Artículos 17 al 26) que denomina "Precio Estabilizado" y **fijando una metodología para calcular dicho precio.**

14. El artículo 9° se limita a señalar el acceso al "mecanismo de estabilización de precios", señalado lo siguiente:

*“**Artículo 9°**.- Los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo **acceder al mecanismo de estabilización de precios**, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2º y 5º del presente Capítulo, y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente”.*

15. El Artículo 12° Consagra la opción de valorizar la inyección de energía de los Medios de Generación de Pequeña Escala a Costo Marginal o a "**un régimen de precio estabilizado**". Acá el Reglamento comienza a confundir el Mecanismo de Estabilización del Precio señalado en la Ley<sup>8</sup> con un "Régimen de Precio estabilizado" y, posteriormente define **una fijación de precio.**

*“**Artículo 12°**.- Todo propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al sistema eléctrico, deberá optar por vender la energía que inyecte al sistema al costo marginal instantáneo o por un **régimen de precio estabilizado (...)**”.*

El Artículo.14° - Reconoce que, para aquellos generadores que se acojan al "régimen de precios estabilizado" (definido en el artículo 12°), existirá una diferencia de precios entre el costo marginal y, lo que por primera vez enuncia y denomina como "precio estabilizado". El artículo a su vez, fuera de reconocer una diferencia con el precio de mercado Spot (costo marginal), asigna dicha

---

<sup>8</sup> Artículo 149 LGSE que se refiere al costo marginal instantáneo como el precio al que se transa la energía en el mercado spot.

diferencia "a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente".

*“Artículo 14º.- Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al **régimen de precio estabilizado**, la **diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente**, será asignada por el Coordinador **a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.**”*

El Artículo 17º - Hace referencia a "precios estabilizados" que estarían definidos en el Artículo 9 y que serán fijados por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la Comisión. Sin embargo, el Artículo 9, tal como se puede apreciar en la cita supra, solo habla del acceso a un "mecanismo de estabilización de precios" conforme lo señala el artículo 149 inciso 5º de la LGSE<sup>9</sup>.

*“**Artículo 17º.-** Los **precios estabilizados** a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento **serán fijados por el Ministerio de Energía**, mediante decreto expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe técnico de la Comisión y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. El decreto recién señalado deberá dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo al artículo 171º de la Ley, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación. Estos precios se calcularán, por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico nacional realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente. Para tal efecto, la Comisión, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá comunicar el **informe técnico preliminar con el cálculo de los precios estabilizados** al Ministerio de Energía y al Coordinador, y éste último lo pondrá a disposición de los Coordinados. Asimismo, la Comisión deberá publicar dicho informe en su sitio web. Los*

---

<sup>9</sup> Hay que tener presente que no se puede fijar precio por reglamento. La fijación de precios es potestad exclusiva de la ley.

*Coordinados tendrán un plazo de diez días para observar ante la Comisión dicho informe (...)*”.

En lo sucesivo, los artículos 18 al 26 del DS 88/2020 ya no abordan nunca más un "mecanismo de estabilización", sino un método para calcular y fijar un precio, es decir, el "precio estabilizado" definido en artículo 17 citado supra.

16. Asimismo, y consecuentemente, se solicita proponer las modificaciones (eventualmente derogación) de las disposiciones transitorias del D.S. N° 88/2020 que se refieren a los preceptos reglamentarios relativos al *“Mecanismo de Estabilización de Precios”*.
17. **Hacemos presente H. Tribunal que la solicitud no cuestiona la consagración legal del “Mecanismo de Estabilización de Precios” en el artículo 149 inciso 5° de la LGSE, sino la regulación económica e implementación que ejecuta y realiza el D.S. 88/2020 de dicho Mecanismo.**
18. Así H. Tribunal, lo que quedará claro en el curso de este ERN es que, como señala don Marcelo Mardones<sup>10</sup>, en su publicación titulada *“Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva”*<sup>11</sup>, de abril de 2019, entre otras cosas, lo que resulta contrario a la libre competencia es la forma en que el Reglamento contenido en el D.S. N° 88 ha dispuesto para la aplicación del artículo 149 inciso 5° de la LGSE y específicamente lo que dice relación con la carga que impone, el artículo 14° del D.S. N° 88, a los generadores que no pueden acogerse a este **“Mecanismo de Estabilización de precios”**. Así señala este autor:

*“La aplicación del referido mecanismo de estabilización de precios genera diversas dudas. Así, primeramente, cabe cuestionarse la legalidad de que el*

---

<sup>10</sup> Abogado, Doctor y Magister en Derecho (Pontificia Universidad Católica de Chile), Master en Asesoría Jurídica de Empresas (IE Law School, España), Profesor de Derecho Económico, Universidad de los Andes, ex - Fiscal del Ministerio de Energía; Santiago, Chile.

<sup>11</sup> Véase en: <https://1library.co/document/vjern4pg-pequenos-generacion-distribuida-derecho-energia-regimen-interpretaciones-prospectiva.html>. El referido trabajo, si bien se basa en el derogado Decreto Supremo N° 244, sus conceptos son perfectamente aplicables al nuevo DS 88/2020, ya que los ambos decretos, en vez de establecer un mecanismo de estabilización, definieron una fijación de precios que genera un monto equivalente de subsidio total.

*reglamento – basado en la remisión legal genérica para la fijación del mecanismo de estabilización de precios – **haya establecido una obligación pecuniaria adicional para quienes realizan retiros del sistema cuando existen diferencias entre el precio estabilizado y el costo marginal.** Pareciera ser que tal carga debiera haberse previsto legalmente en forma expresa, debiendo el Ejecutivo –ante tal falencia– buscar otros mecanismos de estabilización que no impongan dicha exigencia. Muy relacionado con lo anterior, en la praxis se encuentran cuestionamientos respecto a si es adecuado que los demás partícipes del sistema deban sufragar diferencias de precios a favor de pequeños medios de generación. Máxime cuando, como se señaló previamente, se presentan casos de medios de generación que se han dividido solo con la finalidad de acceder a dicho precio, dado lo beneficioso que es dicha estabilidad para asegurar el acceso a financiamiento. Los aspectos expuestos permiten al menos cuestionarse la idoneidad del mecanismo de estabilización de precios, tal y como se encuentra actualmente contemplado en la regulación reglamentaria”.*

19. Nótese H. Tribunal que la cita anterior da cuenta de algunos efectos perversos -entre muchos otros, que será expuesto más adelante, que en definitiva imponen arbitrariamente una carga pecuniaria a otros generadores; en distorsión del marginal; con evidentes efectos contrarios a la libre competencia. En efecto los elementos esenciales de esta distorsión son:
- a) Fijación de un precio sin mediar una ley.
  - b) Distorsión entre el precio fijado y el precio de mercado spot (subsidio)
  - c) Asignación del costo del subsidio a los competidores, incrementándole sus costos
  - d) Aumento del precio final a consumidores.

### III. LOS SOLICITANTES:

20. Los solicitantes, todas empresas de generación hidroeléctrica de pasada, participan en el mercado en los siguientes términos:

**a) Trans Antartic Energía S.A.:**

- Razón social: Participa con 3 empresas: Trans Antartic Energia S.A., Alba S.A. y Rio Alto Generación S.A.
- Giro: Producción y comercialización de energía y potencia eléctrica.
- Centrales en operación: Parque Eólico San Pedro I (36 MW) y Parque Eólico San Pedro II (65 MW) en la comuna de Dalcahue, Chiloé.
- Capacidad total: 101 MW.
- Inversión: US\$ 205 millones.
- Cuota de Mercado: 0,35% de la capacidad instalada del SEN.

**b) Hidromaule S.A.:**

- Razón social: Participa con 3 empresas: Hidromaule S.A., Hidroeléctrica Río Lircay S.A., Hidroeléctrica Providencia S.A.
- Giro: Producción y comercialización de energía y potencia eléctrica.
- Centrales en operación: Central Lircay (19 MW), Central Mariposas (6,3 MW) y Central Providencia (14 MW). Todas corresponde a centrales hidroeléctricas de pasada emplazadas en canales de regadío, ubicadas en la zona de San Clemente, Región del Maule.
- Capacidad total: 39,3 MW.
- Inversión: US\$ 85 millones.
- Cuota de Mercado: 0,14% de la capacidad instalada del SEN.

**c) Duqueco SpA.:**

- Razón social: Duqueco SpA.
- Giro: Generación de Energía Eléctrica en centrales hidroeléctricas.
- Centrales en operación: Central Peuchén (85 MW) y Central Mampil (55 MW). Ambas centrales son hidroeléctricas de pasada en serie ubicadas en el río Duqueco, comuna de Santa Bárbara, Región del Biobio.
- Capacidad total: 140 MW.
- Inversión: US\$ 440 millones.
- Cuota de Mercado: 0,5% de la capacidad instalada del SEN.

**d) Energía Coyanco S.A:**

- Razón social: Energía Coyanco S.A.
- Giro: Generación de Energía Eléctrica en centrales hidroeléctricas.
- Central en operación: Guayacán (12 MW), central hidroeléctrica de pasada ubicada en el Cajón del Maipo, Región Metropolitana.
- Capacidad total: 12 MW.
- Inversión: US\$ 36 millones.
- Cuota de Mercado: 0,04% de la capacidad instalada del SEN.

**e) Besalco Energía Renovable S.A.:**

- Razón social: Participa con 4 empresas: Besalco Energía Renovable S.A, Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA, Empresa Eléctrica Portezuelo SpA, Empresa Eléctrica El Arrebol SpA.
- Giro: Generación de Energía Eléctrica y Desarrollo de Obras de Ingeniería.
- Centrales en operación: Central Hidroeléctrica Los Hierros, Central Hidroeléctrica Los Hierros II, Parque Eólico El Arrebol.
- Capacidad total: 41 MW.
- Cuota de mercado: 0,15%.
- Proyectos en construcción: Central Hidroeléctrica Digua (20 MW), localizada en la Región del Maule.

21. Aproximadamente las solicitantes, todas centrales de energía hidroeléctrica de pasada, aportan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 333 MW de capacidad instalada, es decir un 1,37% de la potencia instalada del SEN, y cerca de 1700 GWh anuales de energía renovable, aproximadamente.

**IV. LOS PRECEPTOS REGLAMENTARIOS OBJETO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN: EL ARTÍCULO 14 DEL D.S. Nº 88/2020 ASÍ COMO TODAS AQUELLOS DISPOSICIONES RELACIONADAS CON EL “MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS”, INCLUYENDO SUS DISPOSICIONES TRANSITORIAS.**

**IV.I. Origen legal del “*Mecanismo de Estabilización de Precios*” para Medios de Generación de Pequeña Escala:**

22. El artículo 14 del D.S. Nº 88/2020 así como las disposiciones relacionadas a que hemos hecho referencia, cuyas modificaciones son objeto de esta solicitud de ERN, se refieren al “***Mecanismo de estabilización de precios***”, establecido en la LGSE.

En efecto, el origen de esta regulación se encuentra en la Ley Nº19.940, la que buscó derribar las barreras para el desarrollo de este tipo de proyectos, dadas por la complejidad del funcionamiento del mercado spot y por la falta de accesibilidad a vender energía y potencia en dicho mercado por parte de los pequeños medios de generación, al no ser parte integrante, en esa época, de los Centros de Despacho Económicos de Carga, CDEC, integrado por las

empresas generadoras. (Posteriormente los CDEC pasaron a ser el Coordinador Eléctrico Nacional, CEN).

La Ley 19.940, teniendo como marco la libre competencia de este segmento de generación, evitando subsidios y aportes estatales, da inicio a una serie de políticas y mecanismos que han sido fuertes impulsoras de la entrada al mercado de generación eléctrica de Energías Renovables No Convencionales en general, y de los Pequeños Medios de Generación Distribuida en particular.

23. Como antecedentes de contexto resulta necesario entonces H. Tribunal remitirnos al artículo 149, inciso 5º, de la LGSE, introducido por la Ley 19.094 de 2004, que incorporó a la regulación legal el concepto de *“Mecanismo de estabilización de precios”* para Medios de Generación de Pequeña Escala que ya se ha mencionado.
24. Es del caso advertir H. Tribunal que en la extensa LGSE sólo en este inciso 5º del artículo 149 se hace referencia al ***“Mecanismo de estabilización de Precios”*** para Medios de Generación de Pequeña Escala.
25. Este inciso 5º del artículo 149 de la LGSE, no se contemplaba en el proyecto de ley y fue incorporado por una moción parlamentaria durante el curso de la tramitación de la Ley 19.940, que obviamente seguía el objetivo del proyecto de promover la libre competencia en el segmento de generación eléctrica.
26. En el mensaje de S.E. la Presidenta de la República contenido en el proyecto de ley que dio origen a la Ley 19.940, se señala que uno de los objetivos de este proyecto es *“desentrabar o facilitar las inversiones necesarias para mantener equilibrio entre el crecimiento de la oferta y de la demanda<sup>12</sup>”*.
27. Por otra parte, es sabido H. Tribunal, que el Estado de Chile ha realizado múltiples esfuerzos para permitir e impulsar el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el mercado eléctrico con el objeto de generar más competencia a través de la participación del mayor número de actores en los mercados relacionados con la generación de energía.
28. En este sentido, y concretando la idea central del Estado de Chile en materia energética, y tomando en consideración el origen de la Ley 19.940 podemos

---

<sup>12</sup> Mensaje de S.E. la Presidenta de la República de fecha 06 de mayo, 2002. Mensaje en Sesión 17. Legislatura 346, Historia de la Ley N° 19.940, véase en: <https://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/5720/>

dar cuenta de sus principales objetivos en materia de ERNC, a saber: (i) acceso a las redes de distribución para generadores menores a 9MW, (ii) exención total de peajes para centrales menores de 9 MW y parcial para aquéllas de entre 9 y 20 MW<sup>13</sup>, (iii) derecho a la comercialización de energía a costo marginal, , (iv) acceso a un mecanismo de estabilización de precios de la energía inyectada, (v) Autodespacho (con requisitos), (vi) el perfeccionamiento de los sistemas de regulación de precios a nivel de generación, y (vii) desentrabar o facilitar las inversiones necesarias para mantener equilibrio entre el crecimiento de la oferta y de la demanda<sup>14</sup>.

29. Al efecto, es importante destacar lo indicado por doña Vivianne Blanlot, en su calidad de Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, de la época, quien destacó como punto relevante de discusión parlamentaria, el sistema de remuneración de las empresas generadoras, señalando que: *“la tasa de inversión en proyectos de generación es significativamente inferior a la de la década de los noventa. La razón de ello, argumentada por las empresas generadoras, es principalmente la falta de estabilidad de los ingresos previstos”*<sup>15</sup>, agregando que *“Lo que busca la inversión es disminuir el nivel de riesgo, mucho más que maximizar la tasa de retorno. Esto tiene una fuerte relación con la forma en la que los proyectos se financian: grandes sumas de dinero de procedencia externa. La gran interrogante de los inversionistas es la forma de amortizar la inversión”*<sup>16</sup>.
30. En este punto conviene señalar V.S. que, a la fecha de la Ley 19.940, en varios países europeos se habían promovido esquemas del tipo “feed in tariffs” para subsidiar a las ERNC, especialmente España, Alemania y Holanda, entre otros. Sara Larraín<sup>17</sup>, era una de las promotoras de estas alternativas de políticas públicas, muy inspirada en Alemania.
31. Sin embargo, siempre ha estado claro que, en toda la legislación del sector eléctrico de generación, y muy especialmente en la Ley 19.940, donde se

---

<sup>13</sup> La ley cuando establece una exención de precio o subsidio lo hace expresamente, como está consagrado al peaje. Y no ocurre así con el Mecanismo de Estabilización de precios del artículo 149 de la LGSE.

<sup>14</sup> Historia de la Ley N° 19.940, véase en: <https://www.bcn.cl/historiadelaley/historia-de-la-ley/vista-expandida/5720/>

<sup>15</sup> Ídem.

<sup>16</sup> Ídem.

<sup>17</sup> Apoyada y en cooperación con Fundación Heinrich Böll.

presentaron las posturas de apoyo al tipo “feed in tariffs”, entregadas en otros países, se han evitado este tipo de subsidios. En efecto, en la discusión de la ley se descartó utilizar “primas”, como en España, o pagos suplementarios, como en Alemania, porque el sistema chileno mantenía la competencia en igualdad y no subsidia tecnologías.

32. Por tanto, en este contexto H. Tribunal, el **“Mecanismo de Estabilización de Precios”** en caso alguno puede entenderse como un subsidio. Por el contrario, se trata de un mecanismo estabilizador de precio del mercado spot para Pequeños Medios de Generación (PMG) o para Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), denominados en el D.S. N° 88/2020 “Medios de Generación de Pequeña Escala”. En esto consistió precisamente el derecho a participar del mercado spot y la facilidad que esta Ley otorga a ellos.
33. Ahora bien, es necesario resaltar que, por medio de una indicación parlamentaria realizada por un grupo de diputados<sup>18</sup>, se solicitó incluir un nuevo inc.4 en el art 91° de la LGSE (actualmente inciso 5° del artículo 149° de la ley), para permitir que los pequeños generadores pudiesen vender su energía en el mercado “spot”, a precio de costo marginal, toda vez que hasta esa época no lo podían hacer porque no formaban parte del Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC. La energía producida por estos pequeños generadores, PMG o PMGD, estos últimos conectados a nivel distribución, en consecuencia, tenía como único destino la venta a generadoras mas grandes que estaban en el spot o a la distribuidora de la zona, que le compraban a los precios que ellas les imponían. En otras palabras, esto llevaba a que los PMGD solo tuvieran acceso al mercado a través de las distribuidoras respectivas que, abusando de su poder de mercado, imponían su precio por debajo del precio de mercado spot y también sus condiciones de conexión<sup>19</sup>.
34. Por otro lado, a través de esta indicación también se introdujo la posibilidad de crear un **“Mecanismo de Estabilización de Precios”**, y así, reducir la incertidumbre y otorgar espacios de estabilidad en el precio spot a los pequeños medios de generación, donde tienen derecho a vender la energía al

---

<sup>18</sup> De los señores Álvarez- Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela.

<sup>19</sup> Aspecto que se reguló posteriormente vía el DS244 y el DS88.

costo marginal instantáneo, como todos los generadores. El texto introducido es el siguiente:

*“Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico, tendrá derecho a vender la energía que evacúe al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero del presente 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 troncal, de subtransmisión 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 kw y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el Centro de Despacho Económico de Carga respectivo”**<sup>20 21</sup> (el resaltado es nuestro).*

35. El texto indicado se agregó, teniendo presente que el precio es el mismo para todos, y al ser un precio muy variable (instantáneo), se ideó la estabilización del mismo. Se agregó sin mayor discusión ni referencia alguna a estudios externos que hubiesen llevado a la configuración y explicación de un concepto del **“Mecanismos de Estabilización de Precios”**, ni menos de una fijación de precios que pudiese generar diferencias con el precio de mercado spot, ni nada que pudiese llevar a la conclusión que se pretendía el establecimiento de un **Precio especial distinto al Precio Spot**, ni que se constituyera un subsidio para estos Medios de Generación de Pequeña Escala.
36. Al efecto, de todas las entidades del mundo privado que fueron invitadas a presentar sus observaciones y comentarios al texto de la ley en análisis, llama la atención lo indicado por los representantes de Arauco Generación S.A. en referencia al art.4 del Proyecto de Ley, al señalar: **“Por otra parte, no queda claro el alcance de la estabilización de precios a que se refiere este numeral”** (resaltado nuestro), solicitando posteriormente a la Comisión de Energía y Minería del Senado, “ (...) **que se elimine** del último inciso del

---

<sup>20</sup> Historia de la Ley N° 19940, en <https://www.bcn.cl/historiadela Ley/historia-de-la-ley/vista-expandida/5720/>.

<sup>21</sup> Quedando como art.4 de la Ley N°19.940.

numeral 14) la frase **“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 que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo”<sup>22</sup>. El legislador mantuvo el concepto y no le dio un alcance distinto al precio ya determinado por la ley; **por tanto, ratifica que hay un solo precio, el costo marginal instantáneo, y lo que se establece es el derecho a una estabilización del mismo, no a un precio nuevo o distinto.**

37. En virtud de las citas expuestas se desprende que el motivo que origina la norma que hoy beneficia a los PMGD y PMG fue la imposibilidad de acceder al mercado spot y tener como única alternativa vender su energía a las distribuidoras que detentaban el gran poder de mercado en la zona respectiva<sup>23</sup>.

El referido artículo agregado a la LGSE, vino a resolver el problema al permitir que los pequeños generadores pudieran conectarse a las instalaciones de subtransmisión o distribución y que éstos fueran coordinados por el CDEC respectivo de ese momento; con los mismos principios y derechos que se coordina toda la generación. Así, no podemos soslayar que el fin de esta modificación legal fue fomentar la competencia, incorporar nuevos actores - especialmente del mundo de las ERNC-, otorgando a estos pequeños generadores acceso al mercado spot.

38. En este acápite H. Tribunal queda claro el sentido y alcance que el legislador da al **“Mecanismo de Estabilización de Precios”** aplicable a los Medios de Generación a Pequeña Escala.

A continuación, nos referiremos al D.S. 244/2006, primer Reglamento para Medios de Generación a Pequeña Escala y posteriormente al actual D.S. N° 88/2020 en lo que dice relación el **“Mecanismo de Estabilización de Precios”**.

---

<sup>22</sup> Historia de la Ley N° 19940, en <https://www.bcn.cl/historiadela Ley/historia-de-la-ley/vista-expandida/5720/>.

<sup>23</sup> También los PMG podían vender a otras generadoras grandes, pero no el spot. -

**IV.II. El D.S. 244/2006 del Ministerio de Energía, de 17 de enero de 2006, primer “Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos:**

39. Resulta fundamental H. Tribunal referirnos al D.S. N° 244/2006, primer Reglamento aplicable a los Medios de Generación a Pequeña Escala, que ha regido hasta la entrada en vigencia del D.S. N° 88/2020 -esto es, el 8 de octubre de 2020-, puesto que conocer su contenido y aplicación permiten dar cuenta de los efectos contrarios a la libre competencia que conlleva el actual Reglamento, dado que en lo que respecta a la regulación del **“Mecanismo de Estabilización de Precios”** el actual Reglamento no difiere del anterior, en cuanto a seguir fijando un precio, el “Precio Estabilizado”, y no establecer un mecanismo de estabilización. En particular, el nuevo reglamento sigue manteniendo un subsidio, derivado de la brecha que puede existir entre el precio legal y el precio establecido en el reglamento para los pequeños medios de generación y, como se verá, sigue teniendo un sesgo anticompetitivo relevante. Así mismo, el nuevo reglamento sigue estableciendo que el financiamiento de este subsidio debe ser a costa del resto de los generadores del sistema que efectúan retiros y, en último término y como consecuencia de lo anterior, a costa de los consumidores.
40. En efecto, dos años después de promulgada la ley 19.940 el Ministerio de Energía, en enero de 2006, publicó el D.S. N° 244/2006 que aprueba el “Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, que tenía por objeto resolver todos los aspectos técnicos y administrativos para lograr la interconexión en las redes de distribución de estos medios de generación así como el acceso al mercado spot, por medio de la incorporación de estos pequeños generadores como integrantes del entonces CDEC.
41. Al momento de redactar el Reglamento, hubo que hacerse cargo del artículo 149 inciso 5° que establecía un **“Mecanismos de Estabilización de Precio”** para estos medios de generación y, en ese momento, sin mayor estudio, se pensó en utilizar el Precio de Nudo, que es un precio distinto del precio spot, que tenía una mecánica de cálculo conocida; se publicaba periódicamente y era fácil de usar. **Haciendo caso omiso de la instrucción legal que establece fijar un Mecanismo de Estabilización de Precio, del precio spot, y no un precio fijado para otro efecto, como es el Precio de Nudo.**

42. El Precio de Nudo de Corto Plazo<sup>24</sup>, PNCP, corresponde a un precio calculado por la CNE que, hasta antes de la introducción de licitaciones reguladas, tenía como objetivo determinar el precio máximo por el cual las empresas distribuidoras podía contratar energía, para clientes regulados. Este precio lo sigue publicando la CNE a la fecha, y se calcula cada seis meses, en febrero y agosto de cada año. Es el Ministerio de Energía quien lo fija a través del Decreto correspondiente según lo dispone el artículo 171° de la LGSE. Para calcular el PNCP, la CNE simula la operación del sistema eléctrico bajo distintas hidrologías y calcula el costo marginal esperado o promedio de las simulaciones durante los siguientes 48 meses; ese es el Precio Básico de la Energía. Luego la ley señala que la CNE tiene que comparar el Precio Básico de la Energía con el precio de los contratos libres y regulados. Si el Precio Básico Energía cae fuera de una banda alrededor del Precio Medio de Contratos, el PNCP será igual, según corresponda, al tope o piso de la banda. Así, esta banda impide que el PNCP sea menor que un piso o que exceda un techo. Este procedimiento indica que el PNCP, esta claramente asociado a la comercialización al precio al cliente final regulado y no al precio spot. En efecto, por ley se determina que el PNCP sea ajustado a la banda, y en ese sentido se disocia de los costos marginales esperados durante los siguientes seis meses y no tiene relación con éstos, es otro precio.
43. De esta forma, si, como ha estado ocurriendo desde hacer varios años, el Precio Básico de la Energía cae por debajo del piso de la banda, el PNCP es igual al piso de la banda, y eso significa que excede a los costos marginales esperados y deja de tener relación con ellos. Cuando eso ocurre, a los PMG y a los PMGDs les conviene acogerse al precio estabilizado ( PNCP ) y los otros generadores que retiran energía para servir contratos subsidian a todos los pequeños generadores que inyectan a PNCP y enfrentan mayores costos. Estos generadores, además de asumir la diferencia de estos precios, traspasan los mayores costos, sea directamente mediante cláusulas contractuales a sus clientes, sea indirectamente ofertando precios de contrato más altos en las licitaciones para clientes regulados, y es así como el pago del

---

<sup>24</sup> Previo a la reforma a la LGSE mediante la ley N°20.936, el PNCP, se le llamaba Precio de Nudo. Mediante esa Ley se aprovechó la oportunidad de hacer la distinción para no confundirlo con el Precio de Nudo Promedio y Precio de Nudo de Largo Plazo regulados en la ley N°20.018 (este último precio es aquel adjudicado a los oferentes en las licitaciones de suministro eléctrico, reguladas en el artículo 131° y sgtes, y que queda plasmado en los contratos de suministro. Esta distinción no se hizo cuando se dictó la Ley N°20.018, ni N°20.805, ambas referidas a las licitaciones de suministro eléctrico. Previo a ambas leyes existía un solo Precio de Nudo, es que hoy día se le denomina PNCP.

subsidio se le traspasa a los consumidores<sup>25</sup>. Así, al “Precio Estabilizado” que definió el Reglamento<sup>26</sup>, desde sus orígenes, se le asoció con el PNCP, el que difiere del precio de mercado spot o costo marginal instantáneo, en elementos como: a) no refleja condiciones hidrológicas; b) es un precio semestral fijo, sin bloques horarios ni instantáneos; c) y está amarrado a los Precios Medios de Mercado (PMM), derivados de los contratos licitados, que reflejan condiciones pasadas del sistema, horizontes contractuales y obligaciones que pueden resultar muy disimiles a los precios de mercado spot esperados del sistema a futuro. Alexander Galetovic, en su análisis, contenido en el informe económico acompañado en el primer otrosí de esta solicitud, lo señala así:

*“El precio medio de mercado ha excedido al precio medio básico por tres razones. Una es que buena parte de los contratos de suministro de electricidad, tanto libres como regulados, se firmaron antes de 2015, cuando se esperaban precios de la energía considerablemente más altos que los materializados, por razones a las que volveré en la sección siguiente<sup>15</sup>. También es cierto que los costos marginales esperados de la energía son considerablemente más bajos que hace seis años (véase la Figura 6). Por último, desde hace un tiempo la CNE le está agregando al precio medio de mercado los cobros por peajes de transmisión, servicios complementarios y otros cargos bajos, los que no forman parte del precio de la energía o de la potencia, pero que incrementan el piso de la banda”.*

44. De cualquier forma, y tal como hemos señalado anteriormente, la ley fue expresa en indicar la necesidad establecer un **“mecanismo de estabilización de precios” -es decir, estabilizar el precio de mercado o costo marginal-**. Sin embargo, el DS 244/2006 terminó fijando un precio con una denominación delusoria, el “Precio Estabilizado”, y que se ha mantenido en el nuevo reglamento DS 88/2020.

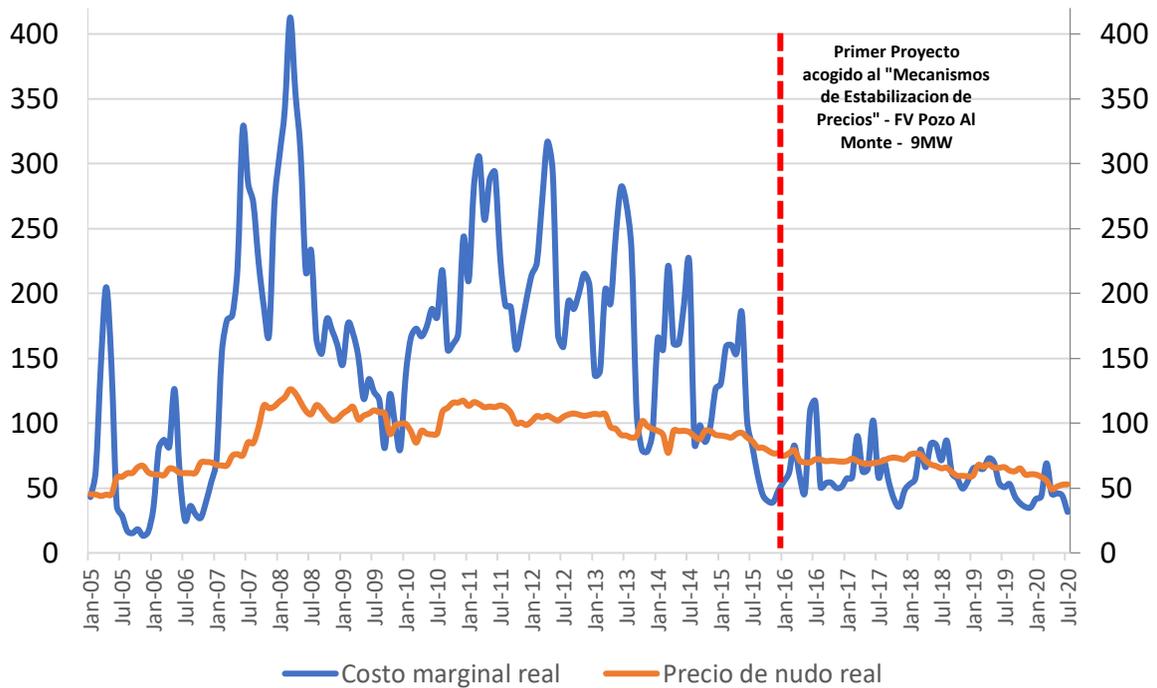
---

<sup>25</sup> Es el Decreto Supremo N°101, del año 2015, del Ministerio de Energía, que modificó el DS 244 definiendo explícitamente que el “Precio Estabilizado” corresponde al Precio Nudo de Corto Plazo.

<sup>26</sup> En lugar de determinar un mecanismo de estabilización del precio spot.

45. De esta manera H. Tribunal, se llegó a asociar, reglamentariamente el PNCP con el **“Mecanismo de Estabilización de Precio”** sin grandes estudios técnicos ni jurídicos que respaldaran el objetivo buscado por la LGSE, o que evaluaran el costo-beneficio de las medidas a aplicar, ni su procedencia jurídica.
46. Por último, H. Tribunal, merece destacarse en forma adicional que el Precio de Nudo, (actual PNCP) se originó por ley como una manera de proteger al consumo regulado, siendo éste una referencia de precio techo que las distribuidoras podían contratarse. Sin embargo, luego de diversas dificultades asociadas a este precio que no lograba reflejar condiciones de mercado, terminando en procesos de licitación de suministros desiertos y empresas distribuidoras sin contratos (RM88), se modificó la ley y se introdujeron las licitaciones para clientes regulados cuyos precios los definen las ofertas del mercado conforme a las condiciones definidas en las bases de licitación. En otras palabras, el Precio de Nudo (hoy denominado Precio de Corto Plazo, PNCP) terminó siendo una referencia obsoleta para el mercado, pero que vio nueva luz solo al ser asociado al “Mecanismo de Estabilización de Precios” (spot) a través del DS 244/2006 y el actual DS N°88/2020, sin que tenga relación con el precio spot propiamente tal.
47. En cuanto a su aplicación práctica, el **“Mecanismo de Estabilización de Precios”**, contenido en el Decreto Supremo 244/2006, que entró en vigencia en enero de 2006, como una fijación del “Precio Estabilizado”, como lo veremos más adelante, no fue utilizado en la práctica por los Pequeños Medios de Generación, sino hasta principios del año 2016, básicamente porque los niveles de los costos marginales hasta el año 2015, eran muy elevados y resultaba menos atractivo optar por el “Precio Estabilizado”.
48. Lo anterior demuestra que los pequeños medios de generación, PMG/PMGD en la práctica no utilizan el **Mecanismo como estabilizador de precios, sino más como una manera de arbitrar**. En efecto, mientras el precio de nudo fue determinado por el techo de la banda y fue excedido todo el tiempo por el costo marginal del sistema, los pequeños medios de generación **prefirieron la volatilidad** del costo marginal. Por lo mismo, sólo cuando bajaron los precios spot a partir del año 2016, recién se observó el inicio de una migración masiva hacia el **“Precio Estabilizado”** dispuesto por el Reglamento, época donde, además, se produjo un cambio tecnológico con la baja de costos de tecnologías renovables intermitentes, sobre todo la generación solar y eólica.

### Costo marginal y precio de nudo (Alto Jahuel 220 kV, USD/MWh, USD de agosto 2020)



(FUENTE: Datos de la CNE y del CNE).

49. Por otra parte, es importante destacar que el artículo 39 del Decreto Supremo N° 244 establecía lo siguiente: *“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”*.
50. A raíz de lo anterior, podemos desprender que lo señalado anteriormente establece una clara ventaja a los PMGD que pueden optar al mecanismo que les maximice sus ingresos, pudiendo además siempre anticiparse a un eventual cambio de las condiciones de mercado, y así migrar al mecanismo más conveniente terminado los 4 años de permanencia. Lo anterior, refuerza el hecho que el mecanismo no ha operado como un mecanismo de estabilización, sino como un precio mínimo fijo garantizado para la oferta de los PMG/PMGD. Así, el mecanismo da un subsidio cuando el precio de nudo se pega al piso de la banda, subsidio que los PMGD y PMG no “devuelven” cuando el precio de nudo es igual al techo de la banda.

51. En relación a las diferencias producidas entre el Precio Estabilizado (PNCP), al que los PMGD y PMG pueden vender su energía, y el costo marginal que es el precio que define la ley para las transacciones spot, debemos remitirnos al artículo 41 del Decreto N° 244/2006, que establece la forma en que se financiarán dichas diferencias. En lo tocante a esa materia el art. 41 señala: *“En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de corto plazo<sup>27</sup> de energía de la o las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a la inyección del PMGD. La diferencia entre la valorización de las inyecciones del PMGD a precio estabilizado, y el costo marginal horario correspondiente, será asignado por el CDEC respectivo a prorrata de los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros. Las empresas distribuidoras y los PMGD incluidos en los balances de inyecciones y retiros deberán enviar toda la información que el CDEC solicite para efectos de determinar los balances de inyecciones y retiros de potencia y energía, en la forma y oportunidad que éste disponga.”*

La misma disposición respecto de diferencia entre el Precio Estabilizado (PNCP) y el costo marginal se contiene en el inciso final del artículo 54° del DS N°244/2006.

52. Del artículo 41 y del artículo 54 del DS N° 244/2006 podemos desprender, entre otras cosas, que se fija un Precio Estabilizado (que es el PNCP) y que la diferencia entre las inyecciones de los PMGD y PMG valorados a ese Precio Estabilizado y el costo marginal horario, se le cargan al resto de los generadores a prorrata de sus retiros de energía. Esto se traduce en que si

---

<sup>27</sup> El Precio de Nudo de Corto Plazo, PNCP es calculado semestralmente y resulta de la comparación entre el costo marginal proyectado en un horizonte de 48 meses a futuro y el Precio Medio de Mercado, PMM. La idea tras el PNCP no es más que establecer un precio equivalente de energía de largo plazo, el cual antes de la ley N°20.018 de 2005, también denominada Ley Corta 2, correspondía al precio máximo al cual las distribuidoras podían contratar energía a los generadores a través de sus respectivos contratos. En la actualidad, el PNCP aún se usa como precio de referencia en algunos contratos y en el mecanismo de compensación a los generadores, que son obligados a suministrar la energía que no pudo ser contratada en las licitaciones de las distribuidoras. Véase en publicación de Cristián Muñoz, titulada “Pequeños medios de generación distribuida en Chile” disponible en <https://www.brevesdeenergia.com/wp-content/uploads/BdE-Pequeños-Medios-de-Generacion-Distribuida.pdf>.

durante una hora dada, el PNCP excede al precio spot<sup>28</sup>, cada pequeño generador que se haya acogido al Precio Estabilizado recibe un crédito igual al producto de su generación de energía con la diferencia entre Precio Estabilizado y el Precio Spot. Por el contrario, si durante una hora dada el PNCP es menor que el Precio Spot, cada pequeño generador paga por su déficit relativo al precio spot, adquirirá una deuda en la valorización de transferencias. Como veremos más adelante, si bien la compensación es bidireccional, es decir puede ser a favor a en contra los Pequeños Medios de Generación, resulta relativamente sencillo anticipar cuál de los dos precios será más favorable en un horizonte de 4 años, quedando esto en evidencia con la migración masiva de Pequeños Medios de Generación hacia el “Precio Estabilizado” que resulta más favorable que el precio de mercado (precio spot).<sup>29</sup>

53. Otro de los aspectos relevantes a destacar del Decreto N° 244/2006 es el autodespacho<sup>30</sup>, beneficio exclusivo de los PMGD y PMG. En efecto, el artículo 35 señala: *“Todo PMGD operará con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución [en la cual está conectado. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador del PMGD podrá acordar con la empresa distribuidora la limitación horaria de sus inyecciones de energía”*.

En el caso de los PMG, el inciso segundo del artículo 49 establece: *“Los propietarios u operadores de un PMG que sea clasificado como medio de generación renovable no convencional o cogeneración eficiente, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 225, literales aa) y ac) de la ley, podrán optar por operar con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMG que esté en dicha condición, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Se considerará que los*

---

<sup>28</sup> El precio spot es el costo marginal horario calculado por el CEN en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponde al PMGD, o a la barra que le corresponde al PMG. De manera similar, el precio de nudo es el precio de nudo de corto plazo de energía en la barra de la subestación de distribución primaria que corresponde al PMGD, o a la barra que le corresponde al PMG, determinado semestralmente por la CNE en el decreto de precio de nudo de corto plazo.

<sup>29</sup> En el año 2016.

<sup>30</sup> El medio de generación con autodespacho se encuentra definido en el artículo 6, letra i) “medio de generación cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC.

*PMG que opten operar con autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes”.*

Lo anterior se traduce en que los PMGD y los PMG -que opten por operar con autodespacho- pueden inyectar su energía cuando lo estimen conveniente, sin solicitar autorización al CDEC<sup>31</sup>, en su oportunidad.

De lo descrito anteriormente, concluimos que la reglamentación se aleja de la iniciativa legal -especialmente la estabilización de precios-, y dada la reglamentación han surgido una serie de discriminaciones a favor de los PMGD y PMG que optan por el **“Precio Estabilizado”** que han dado lugar a situaciones que no fueron previstas por el legislador, como; el surgimiento de subsidios cruzados. En efecto, los PMGD y PMG en la práctica son financiados por sus competidores, situación dada por los pagos a prorrata de los retiros, que son de cargo de los generadores que cuentan con contratos con clientes finales y que terminan traspasando estos costos a sus los clientes. En términos económicos y de libre competencia, se trata de un mecanismo que le aumenta los costos de producción a quienes no pueden acceder al precio estabilizado, teniendo, por tanto, efectos anticompetitivos.

De lo descrito anteriormente, también ha surgido el fraccionamiento de proyectos con la finalidad de tener acceso al **“Precio Estabilizado”**. En definitiva H. Tribunal, como señala Marcelo Mardones:

*“la estabilización surgió como una forma de permitir a pequeños proyectos la venta de su energía sin sujetarse a los vaivenes propios del mercado spot, en el entendido de que tales proyectos requerían de este mecanismo especial para poder facilitar su financiamiento”.*

Sin embargo, la ley nunca estableció **un nuevo precio para ellos**, como lo dispone el DS 244/2006 y lo mantuvo el DS 88/2020 actualmente vigente, ni menos permite la ley, ni expresa, ni tácitamente que la diferencia entre ese nuevo precio y el costo marginal sea solventada a costa de los otros generadores competidores, de los PMG y PMGD.

---

<sup>31</sup> Actualmente al Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente (“CEN”).

**IV.III. El Decreto Supremo N° 88/2020 del Ministerio de Energía, que aprueba el “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”, que reemplaza el D.S. N° 244/2006 de 2005.**

54. Durante el período de discusión y elaboración de la propuesta de modificación reglamentaria del D.S. N°244/2006, en las sesiones de trabajo de abril de 2019, el Ministerio de Energía, señaló que su objetivo era “**perfeccionar el marco regulatorio para permitir el crecimiento eficiente de los proyectos, derribando sus barreras de entrada**”. Continúa señalando que “este perfeccionamiento busca incentivar el **desarrollo eficiente** de la generación de pequeña escala, que permita diversificar nuestra matriz, aumentar la cantidad de actores en nuestro mercado y aprovechar los beneficios que estos proyectos entregan a la red<sup>32</sup>”.
55. Básicamente el Ministerio de Energía propuso hacer cambios sobre los siguientes aspectos del DS 244/2006
- Procedimiento de conexión y los costos de tramitación y conexión;
  - Restricciones de operación y pérdidas;
  - Ciertas materias adicionales sobre requerimientos y procedimientos; y
  - **Revisión del Mecanismo de Estabilización de precios.**
56. Si bien el Ministerio recibió comentarios de la industria respecto de las distorsiones que se estaban generando producto de la reglamentación del “Mecanismo de Estabilización de Precios”, a través de un “**Precio Estabilizado**” en el sentido que hemos descrito en este documento, el Ministerio se enfocó únicamente en el efecto de “generación horaria” de las energías renovables variables, que generaba una distorsión positiva hacia la tecnología solar fotovoltaica. En términos generales, en lo tocante a esta solicitud el actual reglamento DS 88/2020, mantiene el mismo principio **de fijar un precio**, en lugar de establecer **un mecanismo de estabilización del precio** que mandata la ley y, además, mantiene la distorsión del mercado que implica que son los otros generadores quienes pagan las diferencia que se producen entre **el Precio Estabilizado** que fija el DS 88/2020 y **del Precio**

---

<sup>32</sup> Véase en: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2019/04/20190422-Sesión-de-Trabajo-Propuesta-conceptual-prefeccionamiento-DS-244.pdf>

**Spot**, construyendo como hemos dicho, un subsidio, que constituye una carga a los otros generadores competidores, aumentándoles sus costos y volviéndose un abierto atentado a la libre competencia. Así mismo, tampoco fue capaz de resolver adecuadamente la distorsión positiva hacia la tecnología solar, manteniendo un subsidio mayor para la tecnología solar.

Así, las principales razones que el Ministerio de Energía esgrimió, en relación al **Mecanismo de Estabilización de Precios** del DS 244/2006, era que el **Precio Estabilizado**, podía no ser reactivo a los niveles de oferta y demanda del mercado de generación en la dimensión temporal y espacial, es decir, el mecanismo podría estar entregando una señal de localización perjudicial debido a que el precio estabilizado podría tener diferencias significativas en relación al precio spot, dependiendo del del horario y el nodo en que se encontraban los distintos bloques de energía que se inyectaban.

57. Sobre la base del anterior diagnóstico del Ministerio, que por cierto fue correcto, el Ministerio de Energía propuso una modificación que no corrigió el problema de fondo, esto es, la fijación de un precio (que genera con ello un subsidio) y mantuvo una discriminación tecnológica. Resumidamente el Ministerio señaló lo siguiente:

*“Perfeccionar el mecanismo de estabilización de precios en cuanto **a la temporalidad** del Precio Básico de la Energía, estableciendo bloques horarios para su determinación. Adicionalmente se señala que los bloques horarios deben ser bloques de noche, día y punta.*

*La metodología de ajuste de banda se adecua y aplica a cada uno de los bloques para cada barra del sistema. Y adicionalmente se mantiene como referencia para el ajuste de banda el Precio Medio de Mercado, PMM <sup>33</sup>, utilizado actualmente”.*

58. El Ministerio de Energía, reconoce que, sobre la base de análisis y estudios realizados, el “*Mecanismo de Estabilización de Precios*” como estaba

---

<sup>33</sup> El precio medio de mercado (PMM) se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado. Este precio se utiliza para la indexación del precio de nudo de la energía.

concebido en el D.S. N°244/2006, creaba una distorsión de precios, señalando que:

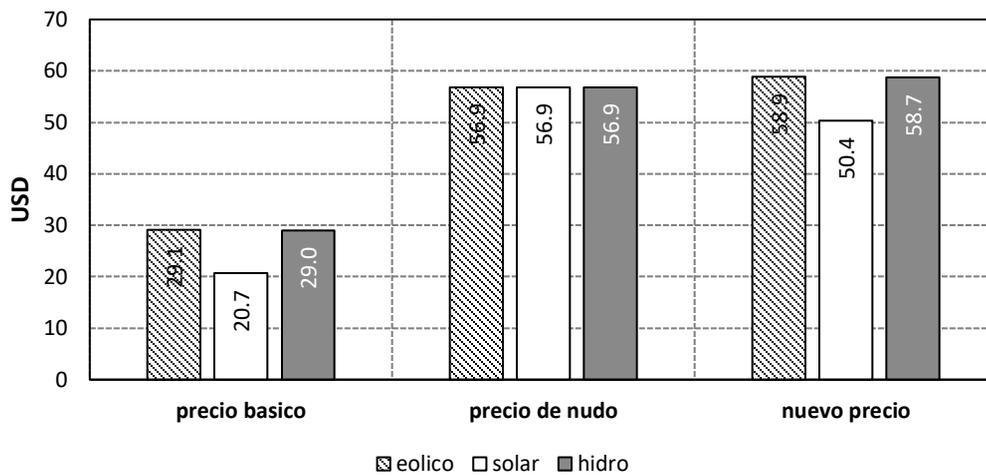
*“a partir del análisis realizado y teniendo en consideración el actual mecanismo de estabilización de precios para proyectos PMG y PMGD, que considera la determinación **de un precio promedio**, y dadas las proyecciones del costo marginal de energía estimadas tanto por la Comisión Nacional de Energía como también por consultores independientes, es posible concluir **que el mecanismo actual provoca de manera inherente una distorsión de la señal económica** a la que pueden acceder distintas tecnologías de generación respecto a las señales que entrega el mercado spot<sup>34</sup>”.*

En términos generales esta distorsión de la señal económica se da en toda la dimensión del **Precio Estabilizado**, justamente porque constituye, como el propio informe de la autoridad señala, **“la determinación de un precio promedio”** y no la determinación de **“un mecanismo de estabilización”** como dispone la ley, atentando así el reglamento contra la libre competencia. Esta visión y distorsión de mercado se da en toda la reglamentación y aplicación del **Precio Estabilizado** a los PMG y PMGD, no solo para algunas tecnologías como limitadamente corrigió la autoridad. Por tanto, el DS 88/2020, mantuvo la distorsión que favorece a todos los pequeños generadores, en mayor medida a los generadores solares.

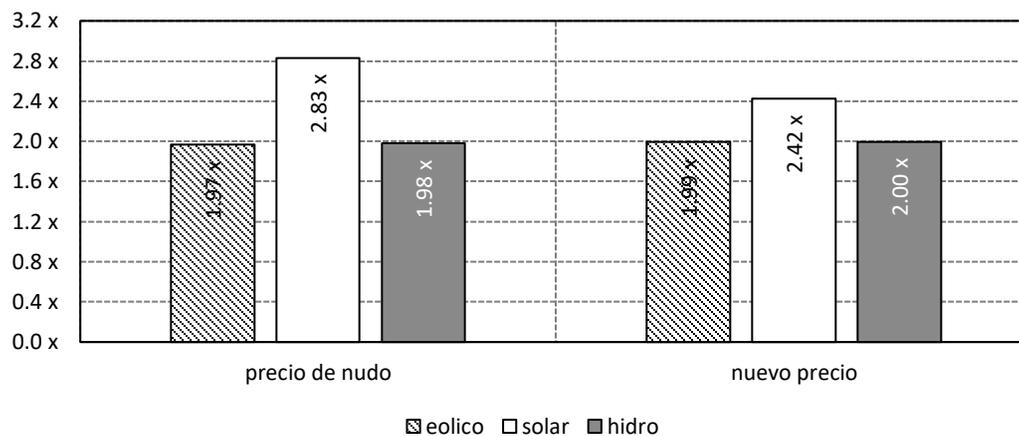
---

<sup>34</sup> Véase en: Informe de análisis y propuesta de perfeccionamiento del mecanismo de estabilización de precios para Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida. División de Energías Sostenibles del Ministerio de Energía, de fecha 11 de julio de 2019.

### Valorización producción 1MWh en un día



### Precio de nudo y nuevo precio sobre el precio basico de la energía



Los gráficos anteriores muestran el cálculo definido en el DS N°88/2020 utilizando los costos marginales estimados en el modelo de precios el informe de precios de nudo de corto plazo del 1er semestre de 2021. Como se aprecia en los gráficos anteriores, tanto el precio de nudo como el nuevo precio generan un fuerte margen positivo con respecto al precio básico de la energía, de casi 30 USD/MWh adicionales, lo que representa un precio entre 1,97 y 2,83 veces el precio básico de la energía. Se aprecia también que la tecnología solar es la más favorecida, aun con el nuevo precio. Galetovic señala en su análisis económico lo siguiente:

*“durante las horas en que las centrales solares generan, el precio spot es bajo; durante la noche el sol desaparece y el precio spot es más alto. Así, aun si el precio de nudo de corto plazo fuese una estimación insesgada del precio spot (y por lo que se vio líneas arriba, no lo es),*

*sería más alto que los precios spot durante las horas en que generan las plantas solares y se generaría un subsidio para la generación solar.*

*Una implicancia de lo anterior es que el subsidio que genera el precio de nudo no es neutro tecnológicamente. En efecto, tal como se aprecia en la Figura 4, la generación hidráulica varía casi nada entre horas del día. Por el contrario, la generación eólica sigue un patrón opuesto a la de la generación solar - es menos abundante durante el día que en la noche, aunque las diferencias entre el día y la noche son menos marcadas. De esta forma, si el precio de nudo fuese una estimación insesgada de los precios spot, el mecanismo de estabilización de precios debería generar transferencias netas cercanas a cero para generadores hidráulicos e incluso negativas para los generadores eólicos— el precio de nudo no debería convenirle a un generador eólico. En la práctica, sin embargo, la banda alrededor del precio medio de mercado, la que como vimos eleva notoriamente el precio de nudo, implica que todos los generadores acogidos al precio fijado reciben algún subsidio,”*

59. Para los efectos de esta solicitud de ERN, cabe destacar los siguientes Considerandos y disposiciones del D.S. N° 88/2020 que modificó el D.S. 244/2006:

*Considerando 1° del D.S. N° 88/2020: “Que, el inciso quinto del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos dispone que todo propietario de medios 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”.*

Así la ley reconoce a todos los medios de generación sin distinción, una sola regla, basada en el principio marginalista de la legislación eléctrica nacional, es que la energía que se inyecta al SEN se transa/vende a costo marginal instantáneo y los excedentes de potencia se transan/venden al precio nudo de la potencia.

60. El Considerando 2° expresa:

*“Que, asimismo, dicha norma dispone que el reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de los precios, referidos en el considerando anterior, cuando los medios de generación 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 por el Coordinador*”.

El considerando 2º hace explícitamente la distinción entre los **procedimientos** para la **determinación de precios** y los **mecanismos de estabilización de precios**. Cuando se refiere a la determinación de precios, claramente se refiere al costo marginal instantáneo para el precio de la energía y al precio nudo de la potencia, para el precio de la potencia. Luego continúa señalando “así como” los mecanismos de estabilización de precios. Por tanto, la LGSE, en su artículo 149 inciso 5º, es clara y no establece un precio específico o distinto, sino que introdujo el concepto de “*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. ¿De qué precio? Del único precio, que no es otro que el costo marginal instantáneo o precio spot.

61. El Considerando 5º del D.S. N°88 señala:

*“Que, cabe señalar que las materias reglamentarias establecidas en función de las normas legales señaladas en los considerandos anteriores dan cuenta de una regulación que necesita ser actualizada, dada su fecha de dictación, los espacios de mejora existentes y los avances tecnológicos referidos a los Medios de generación de pequeña escala”.*

62. El considerando 6º expresa:

*“Que, de acuerdo a lo ya señalado es necesario perfeccionar los procedimientos de interconexión al sistema eléctrico nacional, energización y puesta en servicio de estos medios de generación, en cuanto a propender a dar celeridad a la concreción de los proyectos referidos a Medios de generación de pequeña escala y, asimismo, establecer un correcto tratamiento de los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por esos medios de generación eléctrica, para dotar de certeza a los agentes del mercado”.*

63. Asimismo, señala el Considerando 7º:

*“Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la Ley General de Servicios Eléctricos y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación”.*

En efecto, la armonía debe darse, H. Tribunal, en cuanto a lo que dispone la ley que es **que todos los generadores pueden acceder a vender su energía a Precio Spot**, que es el costo marginal instantáneo y no hay distintos precios en dicho mercado. Al establecerse por reglamento un **“Precio Estabilizado”** y definir que es **el PNCP en el caso del DS244/2006 o el precio por bloques horarios que definió el DS88/2020**, no se cumple con la ley, se distorsiona el mercado eléctrico y atenta contra la libre competencia que prima y rige el segmento de generación. Lo anterior porque algunos actores (generadores PMG/PMGD) obtienen un precio distinto que se les paga por su inyección, más alto que el resto de generadores que obtienen el precio spot y, esto fijado por reglamento y en atentado contra la competencia. Y además de lo anterior, sus competidores no solo tienen un precio más bajo para sus inyecciones, sino deben también compensar la diferencia que favorece a los pequeños medios de generación, pagando más por sus retiros, es decir, inyectan a precios más bajos de los pequeños generadores y retiran a precios más caros que los que deberían ser en el mercado spot, cargado por la diferencia a favor de las inyecciones de los PMG y PMGD.

64. En cuanto al objeto y alcance del D.S. N° 88/2020 señala el Artículo 1° lo siguiente:

*“Artículo 1°.- El presente reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a los medios de generación conectados a instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 kilowatts, en adelante “Medios de generación de pequeña escala”. En particular, su objeto es regular el procedimiento de interconexión de los señalados medios conectados a redes de distribución, así como la determinación y costos de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes necesarios que permitan su conexión; los requerimientos y metodologías para establecer los límites a la conexión y a las inyecciones de energía y potencia; las disposiciones relacionadas a la medición y facturación*

de las inyecciones que los Medios de generación de pequeña escala realicen a los sistemas eléctricos; los **mecanismos de estabilización de precios**, las disposiciones asociadas a la operación y coordinación de estos medios de generación; y las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo de la generación de pequeña escala”.

Como puede apreciar este H. Tribunal, tanto el objeto como el alcance del “Reglamento Para Medios de Generación de Pequeña Escala”, extensos y variados, todos incluyen los “mecanismos de estabilización de precios”.

65. El Artículo 9º prescribe que:

*“Los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2º y 5º del presente Capítulo, y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente”.*

66. A su vez, el Artículo 10º inciso I y II expresan que:

*“El Coordinador calculará el costo marginal al cual se valorizarán las inyecciones de energía y asignará el precio de los Excedentes de Potencia, ambos, en el punto de referencia asociado a cada Medio de generación de pequeña escala. El punto de referencia, en el caso de los PMGD será la subestación primaria de distribución más cercana a su Punto de Conexión. Para el caso de los PMG, el mencionado punto de referencia corresponderá al Punto de Conexión al sistema eléctrico, el cual deberá ser determinado por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en la normativa técnica.*

*Los Excedentes de Potencia del correspondiente Medio de generación de pequeña escala serán valorizados al precio nudo de la potencia de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace y en la norma técnica respectiva”.*

67. El Artículo 12º dispone que:

*“Todo propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al sistema eléctrico, deberá optar por vender la energía que inyecte al sistema al costo marginal instantáneo o por un régimen de precio estabilizado.*

*La opción a que se hace referencia en el inciso anterior, 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 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.*

68. En este artículo el DS 88/2020 cambia el concepto de **mecanismo de estabilización**, establecido en la ley, por **régimen de precio estabilizado**, un cambio sustancial y que deriva en extralimitación que constituye una distorsión a la libre competencia, pues establece un precio distinto al de los otros generadores del SEN. La autoridad, establece un periodo de 4 años para mantenerse en este “precio estabilizado”. Al respecto estimamos que la autoridad, consciente que la forma en que se reglamenta el mecanismo se presta para distorsiones y arbitraje de precios, dejó la misma cortapisa de 4 años, con el objeto de evitar que fuera utilizada en forma más especulativa aún. Sin embargo, 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. Galetovic, en informe acompañado en el primer otrosí, señala:

*“Como se dijo líneas arriba, el origen del subsidio es que el piso de la banda eleva el precio de nudo de corto plazo por encima del precio spot. Se podría pensar que cuando ocurre la situación opuesta y el precio spot excede al techo de la banda de precios, los pequeños generadores devolverán el subsidio. Sin embargo, esto no es así. En efecto, si el precio spot excede al techo de la banda por un periodo prolongado, los pequeños generadores abandonarán el régimen de precio fijado y preferirán el precio spot. Lo pueden hacer porque, como se dijo líneas arriba, están obligados a permanecer en el régimen de precio fijado sólo por cuatro años. De esta*

*forma, el Reglamento le permite a los pequeños generadores elegir el régimen más conveniente en cada momento y así arbitrar”.*

69. A su vez el Artículo 13º señala que:

*“En cada balance de transferencia de energía y potencia, el Coordinador deberá considerar el **régimen de precio** al que haya optado el propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala para valorizar las inyecciones de energía que dicho medio de generación realice al sistema eléctrico”.*

Sin embargo, por ley, hay un solo precio en el mercado spot, por tanto, no pueden coexistir regímenes de precios distintos en ese mercado, salvo que la ley expresamente lo señale.

70. El Artículo 17º prescribe que:

*“Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente **reglamento serán fijados** por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. El decreto recién señalado deberá dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo al artículo 171º de la Ley, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación.*

***Estos precios se calcularán** por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico nacional realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.*

*Para tal efecto, la Comisión, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, deberá comunicar **el informe técnico preliminar con el cálculo de los precios estabilizados** al Ministerio de Energía y al Coordinador, y éste último lo pondrá a disposición de los Coordinados. Asimismo, la Comisión deberá publicar dicho informe en su sitio web. Los Coordinados tendrán un plazo de diez días para observar ante la Comisión dicho informe.*

*El informe técnico preliminar de precios estabilizados deberá contener, al menos lo siguiente:*

- a) *La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, a los distintos intervalos temporales definidos para el cálculo;*
- b) *Los precios estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo;*
- c) *El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y*
- d) *Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado.*

*La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar de precios estabilizados, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar fundadamente, y deberá publicar en su sitio web un informe técnico definitivo con los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados a más tardar a los tres meses siguientes a la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, el que deberá ser comunicado al Ministerio de Energía para los efectos de la dictación del decreto señalado en el inciso primero del presente artículo”.*

71. En este precepto queda claramente establecido que el Reglamento no estableció un **mecanismo de estabilización de precios**, como instruye la ley, sino que lo que regula es la manera de **fijar un nuevo precio**, que se define, se calcula, se informa, se observa y se decreta, todo en forma similar a como se fija el Precio de Nudo, esto es, mediante Decreto del Ministerio de Energía previo Informe de la CNE. Es decir, como **se fijan todos los precios en los procesos tarifarios del sector**. Ello, como claramente se observa, no sólo al margen de lo dispuesto en el inciso 5° del artículo 149° de la LGSE sino al margen de las normas de libre competencia y con fuertes efectos atentatorios a la misma, en contra de otras empresas competidoras, en el segmento de generación.
72. El Párrafo 3° del Capítulo 3 del D.S. 88/2020, llamado “*De los precios básicos de la energía por intervalo temporal necesarios para el cálculo de los precios estabilizados*”, dispone:

“Artículo 18°: “*La Comisión determinará precios básicos de energía por intervalo temporal, para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional donde se determinen Precios de Nudo de Corto Plazo, de forma tal*

*que éstos representen la operación del sistema en seis intervalos temporales dentro del día, definidos entre los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 3:59 horas; las 4:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y 11:59 horas; las 12:00 y las 15:59 horas; las 16:00 y las 19:59 horas; y las 20:00 y las 23:59 horas”.*

Es necesario dar cuenta que el presente Párrafo 3 del DS 88/2020 se hace cargo de la estacionalidad horaria, pero no de la asimetría de precios entre PNCP y el precio Spot o Costo Marginal instantáneo. Básicamente logra distribuir el beneficio del subsidio entre distintas tecnologías, pero no lo elimina ni reduce en nada, dejando el subsidio de cargo de los otros generadores (artículo 14), con las distorsiones de mercado ya señaladas anteriormente y que solicitamos corregir en esta ERN.

73. Es importante destacar V.S. que, sin perjuicio de las distorsiones que prevalecen en el “D.S. N° 88/2020, éste además contiene disposiciones transitorias que alargan en casi 14 años el beneficio derivado de las distorsiones horarias contenidas en el anterior decreto DS244/2006. Siendo un período extenso de tiempo, resulta fundamental tenerlo en cuenta:

*“Artículo 2º transitorio.- Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan con cualquiera de las siguientes condiciones podrán optar a un régimen de valorización de su energía inyectada **al Precio de Nudo de Corto Plazo** de energía de la barra correspondiente:*

*a) Los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren operando a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto;*

*b) Los PMGD que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) que hayan obtenido su ICC a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; y (ii) que hayan obtenido su declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto; o c)*

*Los Medios de generación de pequeña escala que cumplan los siguientes requisitos copulativos: (i) cuyo estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental o carta de pertinencia, haya sido ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental a más tardar al séptimo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. En caso de que se ponga término al procedimiento en conformidad a lo señalado en los artículos*

15 bis y 18 bis, según corresponda, de la Ley No 19.300, se entenderá que no se cumple con el presente requisito; y (ii) que hayan obtenido su declaración en construcción a más tardar al décimo octavo mes contado desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto.

Los Medios de generación de pequeña escala de los literales b) y c) previamente citado, podrán optar al régimen de valorización mencionado en el inciso anterior siempre que comuniquen al Coordinador de esta opción al menos un mes antes de su entrada en operación. De lo contrario, y con la misma anticipación, deberán optar por alguno de los regímenes de valorización del Artículo 9o del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto. En caso de optar por el régimen de valorización del inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia en el señalado régimen será de 4 años contados desde la fecha de entrada en operación y **en ningún caso podrá exceder del periodo máximo de 165 meses contado a partir de la fecha de publicación del presente decreto.**

Aquellos Medios de generación de pequeña escala del literal a) precedente, independiente del régimen de valorización que tenían a la fecha de publicación del presente decreto, podrán optar al régimen de valorización establecido en el inciso primero del presente artículo o a los regímenes de valorización del Artículo 9o del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, siempre que comuniquen su opción al Coordinador en un plazo de 48 meses siguientes a la fecha de publicación aludida. Si la opción es acogerse al régimen de valorización señalado en el inciso primero del presente artículo, el periodo mínimo de permanencia será de 4 años contado desde la fecha en que haya comunicado su opción de acogerse a dicho régimen **y en ningún caso podrá exceder del periodo máximo de 165 meses contado a partir de la fecha de publicación del presente decreto.**

Una vez vencido el plazo de 48 meses antes indicado, sin que los medios de generación del referido literal a) comuniquen su opción al Coordinador, solo podrán optar por uno de los regímenes de valorización del Artículo 9o del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, ésta última opción deberá ser comunicada al Coordinador dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo antes aludido. En el período que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y el ejercicio de

*las opciones antes señaladas, el Medio de generación de pequeña escala mantendrá el régimen de valorización que tenía a la fecha de esa publicación.*

*Sin perjuicio de lo anterior, después de vencido el periodo mínimo de permanencia en el régimen de valorización contemplado en el inciso primero del presente artículo, y antes de vencido el plazo máximo de **165 meses aludido**, el respectivo Medio de generación de pequeña escala deberá optar por alguno de los regímenes de valorización establecidos en el Artículo 9o del reglamento aprobado por el Artículo primero del presente decreto, opción que deberá ser comunicada al Coordinador con a lo menos 6 meses de antelación, sin que pueda volver a optar por el régimen de valorización indicado en el inciso primero del presente artículo”.*

#### **V.- MERCADO RELEVANTE EN QUE OPERA EL MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS Y EN QUE SE APLICA EL ARTÍCULO 14 DEL D.S. Nº 88/2020**

74. H. Tribunal, el Mercado Relevante para efectos de la presente solicitud de ERN, entendemos debe definirse a partir del contexto en que opera el **“Mecanismo de estabilización de precios”** para *Medios de Generación de Pequeña Escala* consagrado en el artículo 149 inciso 5º de la LGSE y en que se aplica **el Artículo 14º** del D.S. Nº 88/2020, cuya modificación se solicita en este ERN.
75. Respecto del mercado eléctrico la Fiscalía Nacional Económica lo define como: “Actualmente, el mercado relevante geográfico corresponde al Sistema Eléctrico Nacional, sistema que se encuentra compuesto por la reciente conexión del Sistema Interconectado Central ("SIC") y del Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"). El mercado relevante geográfico fue definido como tal, debido a que las centrales generadoras de las Partes se encuentran -o se encontrarán- conectadas a dicho sistema<sup>35</sup>”.
76. H. Tribunal, cabe recordar que la industria eléctrica chilena estuvo formada principalmente por cuatro sistemas interconectados, aislados entre sí, que además estaban segmentados geográficamente, estos son: El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central

---

<sup>35</sup> Informe de Jefe de División de Fusiones de la FNE por aprobación de la adquisición por parte de Generadora Metropolitana SpA de la participación de AES GENER S.A. de 8 de febrero 2018.

(SIC), el de Aysén y el de Magallanes. Existiendo en esa época, en el SIC y en el SING, en cada uno de ellos un coordinador de la operación, constituido e integrado por las propias empresas generadoras<sup>36</sup>, transmisoras y clientes libres, denominado Centro de Despacho Económico de Carga o CDEC. Actualmente, dicha situación se modificó a contar de 2017 por la entrada en vigencia de la Ley 20.936 que creó el Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador” o “CEN”), como una Corporación de Derecho Público, organismo autónomo e independiente de la administración del Estado y de las empresas coordinadas. Además, se produjo la unión de los dos grandes sistemas (SING y SIC) en uno sólo – creándose el Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) – que interconectados son coordinados en su operación por el CEN. Durante el año 2019, la producción de energía del SEN alcanzó a 77,1 TWh, lo que representa el 99,3% de la energía eléctrica total del país<sup>37</sup>.

77. En el caso particular de la industria eléctrica, en lo que respecta al SEN es un mercado que se destaca de los mercados de bienes tradicionales por las características físicas de la energía eléctrica, que por un lado hacen indispensable el ajuste instantáneo de oferta y demanda para mantener la seguridad del sistema y asegurar el suministro constante, y que, por otro lado, no permiten diferenciar, identificar o ligar directamente a los clientes que consumen con los generadores producen. O dicho de otra manera, se abastece a toda la demanda de los clientes, con la generación que se produce independiente de los contratos que exista entre ellos. En general se considera un mercado sistémico y con, al menos, estos tres productos: energía eléctrica, potencia eléctrica y servicios complementarios (“SSCC”).
78. Las empresas generadoras, por lo general, tienen dos roles: (i) el de *producir o generar energía* por medio de sus centrales, a través de distintas tecnologías de producción, en lo que se denomina mercado Spot y (ii) el de *comercializadores* de dicha energía a través de contratos con distribuidoras o clientes libres, en lo que se denomina mercado de contratos.

---

<sup>36</sup> Solo por aquellas generadoras con capacidad conectada superior a 9MW.

<sup>37</sup> Fuente <http://www.cne.cl>.

79. **Mercado Spot:** Las empresas generadoras son remuneradas, en el mercado spot, <sup>38</sup>al costo marginal del SEN en un momento dado por su posición *excedentaria* (cuando sus inyecciones de energía al SEN exceden los retiros que efectúan para sus clientes en virtud de los contratos que mantienen) por las empresas generadoras deficitarias (aquellos cuyas inyecciones de energía son menores a los retiros que efectúan para sus clientes). En términos económicos, el mercado mayorista o de despeje de las diferencias entre la energía eléctrica que produce una empresa generadora y la energía eléctrica que debe suministrarle a sus clientes, se denomina '*mercado spot*'.
80. **Mercado de contratos:** En el mercado de contratos se satisfacen las necesidades de suministro de los clientes -libres o regulados<sup>39</sup>-, de mediano y largo plazo. Los contratos de suministro son cubiertos o satisfechos retirando energía producida por todo el sistema y no necesariamente de las unidades de generación de la empresa generadora que suministra el contrato. De este modo, el cliente se desliga del funcionamiento físico de las centrales del generador con el que estableció el contrato y su consumo es cubierto por el SEN, en todo momento y en forma instantánea. A los generadores les conviene establecer contratos que, preservando la eficiencia económica del mercado spot y sus señales económicas, estabilizan pagos e ingresos, asegurándoles a los generadores la cobertura de sus costos medios de largo plazo. Los consumidores no acceden al mercado spot y siempre deben tener contratos con generadores.
81. **Funcionamiento del Mercado Spot o de corto plazo:** Las empresas generadoras interconectadas inyectan (aportes de generación) o retiran (consumos de sus clientes) en el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN"), en forma constante e instantánea. Estas inyecciones y retiros dan origen a **intercambios horarios** de energía entre generadores en el mercado spot.
82. Cada mes, el CEN, que es el organismo que coordina la operación del SEN, realiza un balance de inyecciones y retiros realizados por las empresas generadoras. Las inyecciones de energía corresponden a la generación inyectada al SEN por las centrales eléctricas. Los retiros, por su lado,

---

<sup>38</sup> Donde solo participan empresas generadoras, que inyectan energía y que pueden retirar energía para sus contratos.

<sup>39</sup> A través de contratos con las distribuidoras de las respectivas zonas de concesión.

corresponden a los retiros de energía que realizan las empresas generadoras del SEN para suministrarle electricidad a los clientes con los que mantienen contratos. Las inyecciones y retiros de energía están físicamente calzadas y se valorizan al costo marginal de la hora en la que se realizaron y para cada punto o nudo del SEN donde se produce el retiro o la inyección. En consecuencia, cada mes se calcula el balance físico y valorizado de cada empresa, el cual corresponde al valor de las inyecciones de energía de todas las centrales de su representación, menos el valor de los retiros de energía de sus clientes. Este tipo de balance finaliza con un cuadro de pagos en el cual existen empresas eléctricas que deben pagar, esto es, que son “deficitarias” (es decir, sus retiros valorizados fueron mayores a sus inyecciones valorizadas) y empresas eléctricas que deben cobrar, esto es, que son “excedentarias”, (es decir, sus inyecciones valorizadas son mayores a sus retiros valorizados). El CEN realiza mensualmente estos balances e instruye los pagos entre las empresas, los que se facturan directamente entre las empresas excedentarias hacia las deficitarias, según lo publicado en el balance del CEN<sup>40</sup>. El precio de estas transacciones es a costo marginal instantáneo (horario) en el nudo respectivo.

En virtud del inciso quinto del art. 149° de la LGSE, desde el 2004, los Pequeños Medios de Generación, pueden participar en el Mercado Spot y vender su energía a costo marginal. Así mismo, la ley establece que pueden acceder a “*los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación*”. No obstante, la inyección de energía producida por sus centrales, conforme lo definido al DS88/2020, se valoriza al “Precio Estabilizado” y no al Precio spot al que accede el resto de los generadores del mercado eléctrico. Esta situación trae consigo un descalce en las valorizaciones de las inyecciones y retiros en el SEN.

De esta forma junto con el Balance de Inyecciones y retiros que prepara el CEN, éste publica un cuadro de compensaciones para cubrir las diferencias positivas o negativas que resulten entre de la inyección valorizada a costo marginal y las valorizadas a Precio Estabilizado.

83. Es necesario H. Tribunal explicar que hay una interrelación entre el mercado de contratos (MC) y el mercado spot (MS). En la práctica hay una ecuación

---

<sup>40</sup> El CEN no recibe los pagos por energía o potencia, ni hace pagos a las empresas.

sencilla que muestra dicha interacción, donde el resultado operacional de un generador eléctrico esta dado por:

**Resultado Operacional =**

<b>+ Inyecciones de Energía * Costos Marginales</b>	<i>Ingresos por inyecciones de energía MS</i>
<b>- Retiros de Energía * Costos Marginales</b>	<i>Egresos por retiros de energía MS</i>
<b>- Costo de Compensaciones Precios Estabilizado</b>	<i>Egresos conforme al Art. 14 del DS88</i>
<b>+ Retiros de Energía * Precios Contratos</b>	<i>Ingresos por venta clientes MC</i>
<b>- Inyecciones de Energía * Costos Variables Combustibles y No Comb.</b>	<i>Costos de producción</i>
<b>+ Otros Ingresos Operaciones</b>	<i>Potencia, SSCC, etc.</i>
<b>- Otros Costos Operacionales</b>	<i>Seguros y otros</i>

La relación anterior es importante porque definirá las estrategias de los agentes, generadores, para maximizar sus ingresos y reducir sus riesgos. En general, es a través del mercado de contratos donde los generadores logran estabilizar sus flujos. Cabe señalar que los Pequeños Medios de Generación no están excluidos de participar del mercado de contratos, donde pueden efectivamente acceder a los mismos derechos que el resto de los generadores, pero gracias al DS88/2020, tienen además la ventaja de que su energía inyectada puede ser valorizada a “**Precio Estabilizado**” en reemplazo del precio spot.

La regulación, a través de reglamento, fija un precio estabilizado y no un mecanismo de estabilización de precio para los los pequeños medios de generación Como señalamos, establece una ventaja que es contraria a la libre competencia en los contratos con los clientes finales. Esto implica una segunda situación privilegiada gracias a que el ingreso esperado producto del precio estabilizado resulta, actualmente, y por un tiempo determinado, no solo más atractivo que los potenciales contratos con clientes finales, debido a la diferencia positiva de precio entre el spot y el “Precio Estabilizado” (ver grafico de costos marginales y precio de nudo en el párrafo N°88), sino que resulta ser además una fuente de ingresos de menor riesgo, toda vez que no existe riesgo de producción para cumplir las obligaciones contractuales, siendo todo

el sistema eléctrico y la cadena de pagos que supervisa el CEN la que respalda la liquidez de los pagos entre generadores, quedando por lo tanto liberados de todo riesgo contractual. Esta asimetría de riesgo contrasta con el hecho que los generadores que no pueden acceder a este “precio estabilizado”, no solo deben competir en un mercado a precios más bajos, sino además, deben pagar las compensaciones resultantes de los balances, según lo ya señalado anteriormente conforme al artículo 14 del DS88/2020.

Si bien se observa en el gráfico antes referido que desde el 2016 existen periodos con costos marginales superiores al precio de nudo, dado por contingencias del sistema o por condiciones hidrológicas secas de los últimos años, la tendencia promedio es que el precio de nudo seguirá siendo más alto que el costo marginal. Esto porque el precio estabilizado (PNCP) se encuentra anclado a los Precios Medios de Mercado (PMM). Estos últimos reflejan, además de las obligaciones contractuales de suministros a cliente finales, condiciones del mercado de varios años atrás, cuando los costos marginales esperados eran sustancialmente mayores que hoy día.

Cabe señalar que un generador eficiente que busca estabilizar sus ingresos por la vía de un contrato de suministro, siempre deberá competir en el mercado de contratos con un nivel de precios obtenido de su mejor estimación a futuro de los costos marginales esperados del sistema, pues es este precio el que representa el costo de suministrar al cliente en el mercado spot. En otras palabras, un precio eficiente y competitivo de mercado que estabilice sus flujos, estará siempre determinado por las condiciones futuras que puedan proyectarse, a riesgo del generador, y no por las condiciones de contratos pasados, como ocurre con el “precio estabilizado” del DS88/2020 que está amarrado a los PMM.

84. En el caso del **Mercado Relevante Geográfico**, en este caso el SEN, éste se define como todo el territorio cubierto eléctricamente por el SEN, de Arica a Chiloé. Si bien el mercado es único, existen diferencias según las barras o puntos de inyección y retiro de energía que observan las diferentes empresas que operan en el SEN y, en algunos casos, dependiendo de los costos, se

pueden observar subsistemas o desacoples por efectos de congestiones en las líneas de transmisión principalmente<sup>41</sup>.

85. Finalmente, para la definición temporal del mercado relevante y dadas las características del producto, éste varía principalmente en dos dimensiones temporales: la horaria (día-noche) y la estacional, dependiendo de la relevancia de la generación hidroeléctrica en el sistema.
86. En la medida se mantenga la distorsión del “Precio Estabilizado” del D.S 88/2020 y el subsidio que conlleva, seguirá distorsionándose este mercado en el sentido que la señal del costo marginal del sistema se va deprimiendo artificialmente. Esto debido a que la diferencia entre marginal y el precio estabilizado subsidian las empresas que retiran y naturalmente este subsidio afecta la competencia y consecuentemente sube los precios de los contratos en el mediano plazo, de hecho, en la actualidad la mayoría de los contratos tienen este elemento de compensación traspasado ya sea a precio, o directamente como un costo pass trough. En efecto, puede ocurrir que un exceso de oferta en el sistema, que cree condiciones de subsidio termine afectando el mercado spot y también muy directamente el mercado de contratos, porque los suministradores deben contemplar los costos de servirlos, considerando y calculando las futuras compensaciones en virtud del DS 88/2020 y en este ejercicio suelen resultar costos mayores con el mecanismo de estabilización toda vez que, como señalamos, favorece el subsidio. Finalmente, a través del mercado de contratos, se afecta también a los clientes finales, regulados y libres.
87. En definitiva H. Tribunal, **Mercados Relevantes para efectos de la presente solicitud de ERN son el del Mercado Spot del SEN y el Mercado de Contratos.**

---

<sup>41</sup> A este respecto, ver Informe de Monitoreo de la Competencia, Coordinador Eléctrico Nacional en donde señala que “Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión, ya que la ocurrencia de subsistemas cambia la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas”.

**VI.- LOS EFECTOS CONTRARIOS A LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PRECEPTOS REGLAMENTARIOS OBJETO DE LA SOLICITUD DE ERN: ES DECIR, DEL ARTÍCULO 14 DEL D.S. Nº 88/2020. ASÍ COMO TODAS AQUELLAS DISPOSICIONES RELACIONADAS CON EL “MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS”, INCLUYENDO SUS DISPOSICIONES TRANSITORIAS.**

88. A continuación H. Tribunal se presenta un resumen de la evolución que ha tenido la aplicación de las normas reglamentarias objeto de esta presentación desde su instauración hasta la actualidad, y se da cuenta de los efectos en la competencia del mercado de generación eléctrica que conlleva lo dispuesto en el artículo 14 del D.S. Nº 88/2020 y los artículos relacionados, precepto cuya modificación se solicita a V.S. y lo proponga a S.E. el Presidente de la República por ser precisamente contrario a la libre competencia.

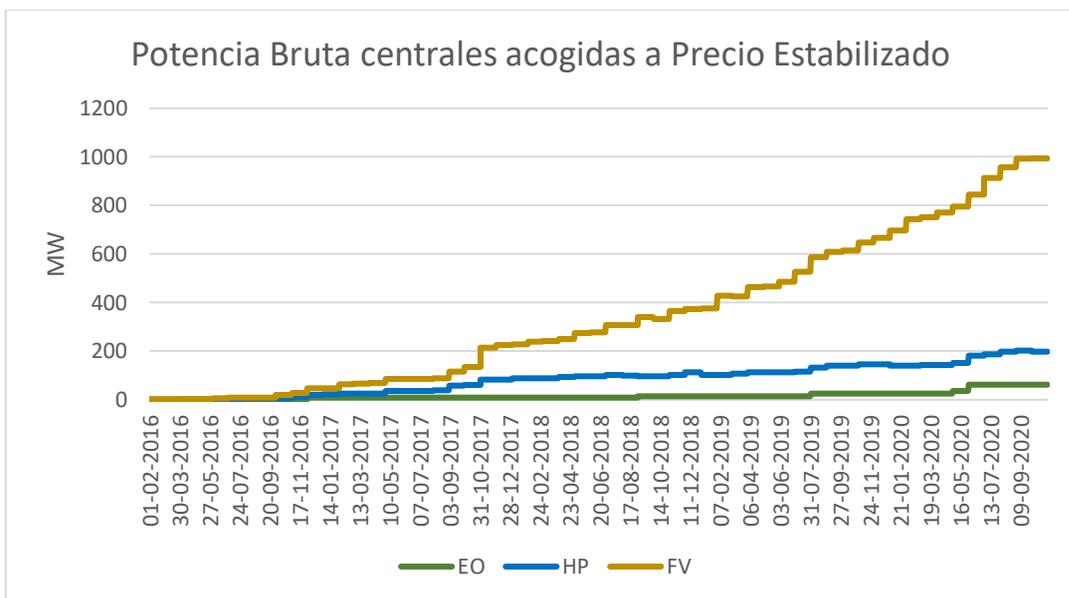
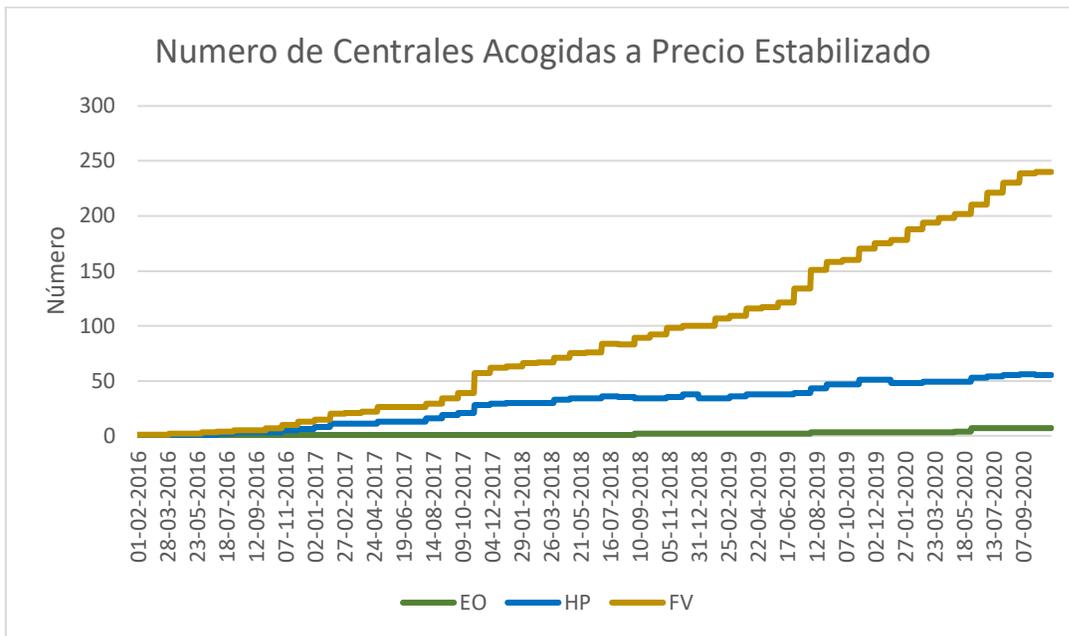
**VI.I. Evolución económica de la aplicación de la regulación reglamentaria del “Mecanismo de Estabilización de Precios” en el Mercado Relevante desde el año 2004 a la fecha:**

89. El DS 244/2006 languideció por más de 10 años sin que ningún pequeño generador se acogiera a él, principalmente porque, como ya se vio durante esa década el precio spot excedió por amplio margen al “Precio Estabilizado” (Precio de nudo de Corto Plazo), que establecía el reglamento como mecanismo de estabilización<sup>42</sup>. En efecto, al 2015 se habían instalado 289 MW de pequeña generación, principalmente hidráulica y ninguno se había acogido a la estabilización de precios regulada en el DS 244/2006.

Fuente: Elaboración propia con datos CEN y CNE

---

<sup>42</sup> Artículo 39 en relación con el artículo 41 del DS 244/2006.



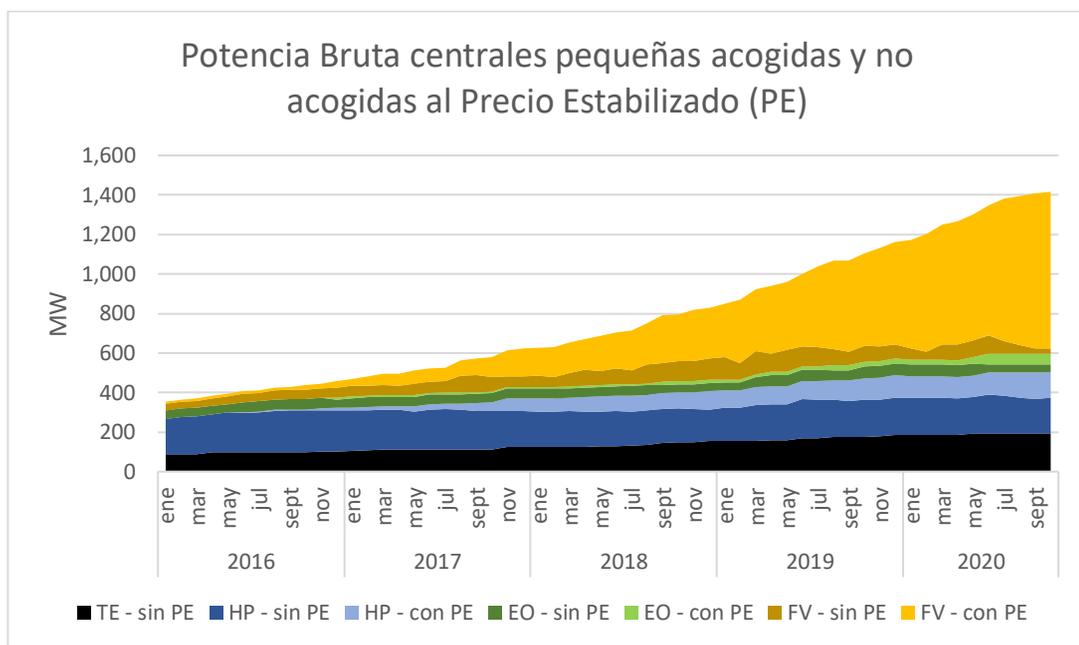
Sin embargo, a partir de 2015, cuatro hechos convergieron y le insuflaron vida al mecanismo de fijación de precios.

A) Para comenzar, y como se vio líneas arriba, el precio spot cayó fuertemente, impulsado por la caída del precio de los combustibles y la entrada de generación eólica y solar eficiente. Esto último se explica porque el costo de inversión de los paneles solares y molinos eólicos cayó lo suficiente para competir y desplazar paulatinamente a las fuentes tradicionales de generación.

B) Como se puede apreciar en el gráfico siguiente, el Precio Estabilizado (Precio de Nudo de Corto Plazo) se ha mantenido elevado debido al amarre de la Banda de Precios de Mercado, dado que éstos reflejan las condiciones contractuales, entre ellas, las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados efectuadas entre el 2008 y el 2014 y contratos con clientes libres de

largo plazo, que se cerraron con anterioridad al 2015 y que dieron por resultado precios elevados que reflejaban los altos precios esperados en ese entonces y la oferta limitada de generación tradicional.

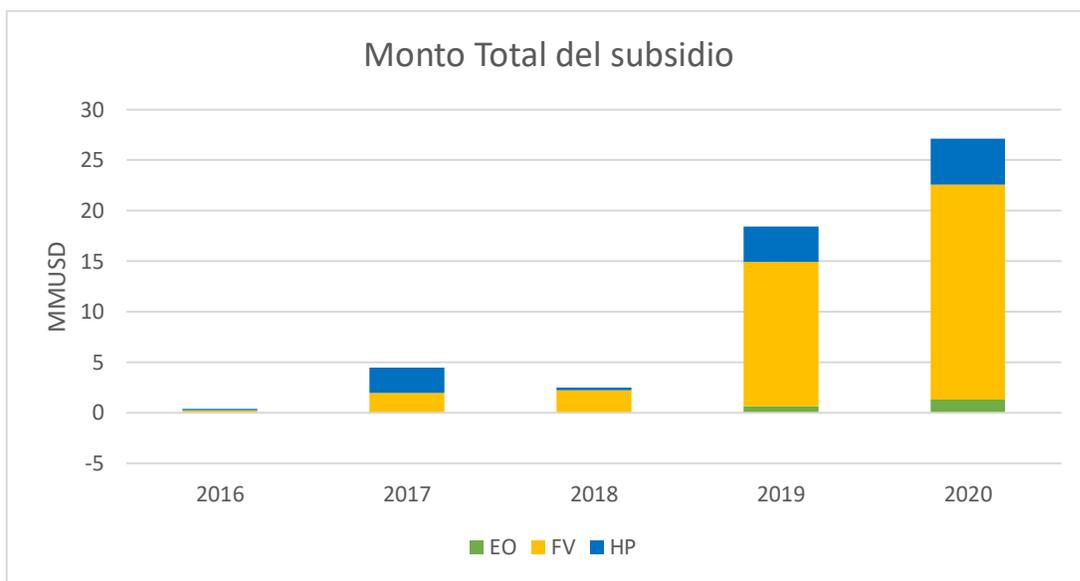
C) Como se puede apreciar en el gráfico, el precio de nudo ha excedido al costo marginal real. Al quedar el “Precio estabilizado” por sobre los costos marginales, aun en años secos, se generó una brecha que favoreció a los pequeños generadores que podían acogerse a este precio y éste ha sido el principal estímulo del rápido crecimiento de las centrales pequeñas, que pasaron de 350 MW (incluyendo centrales térmicas no acogidas a dicho precio) en 2016 a 1400 MW en 2020.



Una distorsión adicional, que sirve para reflejar lo que ocurre en el sistema en general, estuvo dada porque el Precio Estabilizado, al haber sido un precio fijo que no varía con la hora del día, favoreció de manera particular a la pequeña generación solar fotovoltaica. El bajo costo marginal durante las horas en que hay sol, producto de la mayor oferta solar, implicó que el subsidio que reciben estas tecnologías fuera considerablemente mayor que aquel subsidio que recibieron el resto de los pequeños generadores acogidos al mecanismo. Como se puede apreciar en el gráfico, las centras fotovoltaicas están casi en su totalidad acogidas al mecanismo, sumando al 2020 casi 800 MW instalados

Así, si bien todas las tecnologías son favorecidas por el Precio Estabilizado, la solar lo ha sido en mayor medida. Con el nuevo reglamento el subsidio se redistribuirá.

Como hemos visto anteriormente, la magnitud del subsidio que ha surgido por el "Precio Estabilizado" depende de la brecha entre el costo marginal y el precio de nudo de corto plazo. El monto total del subsidio se ha incrementado no solo por la entrada de nueva generación PMG/PMGD, sino por la brecha cada vez mayor entre ambos precios. Así, el monto del subsidio, que deben soportar como compensaciones las empresas generadoras que retiran, entre ellas las solicitantes, aumentó en sólo tres años desde poco menos de USD 5 millones en 2017 a casi USD 30 millones el 2020,. Es decir, se ha incrementado en forma exponencial (seis veces). Esta diferencia se mantendrá durante los próximos años, a pesar de la modificación introducida por el DS 88/2020 porque el amarre a la Banda determinado por el Precios de Mercado, mantiene la magnitud del subsidio aunque lo redistribuye entre los generadores acogidos. Más aun, a pesar de los objetivos planteados por el Ministerio en cuanto a neutralidad tecnológica, a la libre competencia en este segmento y a promover ERNC eficientes, se sigue manteniendo un sesgo que favorece a determinados generadores y perjudicando a otros.



D) El cuarto factor relevante es el acceso al financiamiento. Si bien el espíritu del mecanismo, enfocado en centrales de pequeña escala, trató apoyar este segmento debido a su menor tamaño y capacidad financiera, actualmente y desde hace algunos años la industria financiera nacional e internacional ha explotado **el subsidio**, otorgándole amplio financiamiento a proyectos de pequeña escala. En efecto, los financistas ven que el precio estabilizado es de hecho similar” que a un feed-in tariff subsidiado. Tal ha sido el auge, que incluso fondos de inversión privados desarrollan, estructuran y financian

carteras de proyectos PMG/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”, ha permitido y seguirá permitiendo, que si esta distorsión continúa, la inversión en PMGDs y PMGs subsidiados no tenga límite práctico, beneficiando a fondos de inversión privados y a la banca, no a los clientes finales.

90. La combinación de estos hechos llevó a que, casi de manera repentina, y a partir de febrero de 2016, se empezaron a desarrollar un gran y creciente número de pequeños generadores, principalmente solares, la mayor parte de ellos acogidos al mecanismo de estabilización, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro y confirman los gráficos del N°89.

#### Potencia Instalada de centrales PMG / PMGD del SEN

Año Puesta en Servicio	Eólica	Hidroeléctrica	Solar	Térmica	Total general
2010 (y años previos)	0	77	0	111	188
2011		23		21	44
2012		19	3	9	31
2013	7	38	7	8	60
2014		13	15	10	38
2015	25	20	18	13	75
2016	14	34	53	8	109
2017		10	105	16	132
2018		7	116	36	160
2019	9	8	267	54	338
2020	9	23	270	30	332
2021(hasta feb-21)		1	82	13	96
<b>Total general</b>	<b>64</b>	<b>272</b>	<b>937</b>	<b>330</b>	<b>1.603</b>

Fuente: Infotecnica – Coordinador Eléctrico Nacional

91. Como se dijo, en 2019 el Ministerio de Energía dictó un nuevo Reglamento para Pequeños Medios de Generación, el DS N°88/2020, el que se publicó en octubre del 2020. Reconociendo que era inapropiado valorizar las inyecciones de energía a toda hora al **Precio Estabilizado** al que continuó haciéndolo sinónimo de PNCP, como lo disponía el DS 244/2006. En esta norma, innovó señalándole a los pequeños generadores que podrían optar a **un Precio Estabilizado diferenciado en 6 bloques horarios:**

*“Artículo 18º.- La Comisión determinará **precios básicos de energía** por intervalo temporal, para cada una de las barras del sistema de transmisión nacional donde se determinen Precios de Nudo de Corto Plazo, de forma tal que éstos representen la operación del sistema en **seis intervalos temporales dentro del día**, definidos entre los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 3:59 horas; las 4:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y 11:59 horas; las 12:00 y las 15:59 horas; las 16:00 y las 19:59 horas; y las 20:00 y las 23:59 horas”.*

Sin embargo, 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. En efecto, con la propuesta horaria que se plasma en el DS88/2020 se reduce en un cierto porcentaje la diferencia de ingresos entre las distintas tecnologías Sin embargo, se siguió manteniendo la banda de precios de mercado que implica mantener el mismo subsidio total a los PMG/PMGD, aunque individualmente recibirán un monto distinto al que percibirían con el DS244:

*“Artículo 20º.- Una vez determinados **los precios básicos de energía por intervalo temporal**, de acuerdo a lo indicado en los artículos anteriores, la Comisión deberá realizar un ajuste de estos precios considerando una banda de precios de mercado”.*

92. Más aún. El Artículo N°1 transitorio del DS 88/2020 le da el derecho a los pequeños generadores que ya están conectados y operando en el SEN a seguir recibiendo el Precio de Nudo PNCP (Precio Estabilizado definido en el DS244), es decir, sin diferenciación horaria, por casi 18 años más. Pero también, a las empresas que se “declaren en construcción” hasta 18 meses después de publicado el DS 88/2020, esto es, hasta abril de 2022también podrán optar por el PNCP, sin diferenciación horaria, por 165 meses más (es decir, por casi 14 años más).
93. En definitiva, los subsidios seguirán siendo de cargo de los generadores que retiren energía para servir sus contratos. En efecto:

*“Artículo 14º.- Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será asignada por el **Coordinador a prorrata de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente**”.*

94. Vale decir, el nuevo Reglamento, que nació de un diagnóstico de distorsión de mercado correcto por parte del Ministerio, que tardó un año en ser publicado, finalmente mantiene la misma distorsión actual, que no refleja lo que la ley dispone y que atenta contra la libre competencia, y le permite a los pequeños generadores seguir recibiendo el PNCP, en lugar del precio spot, a modo de subsidio, por casi 14 o 18 años más en el mejor de los casos.

**VI.II. Efectos económicos contrarios a la libre competencia del artículo 14º y de todas aquellas disposiciones del D.S. N°88/2020 relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias:**

95. Es dable destacar que, el “boom” en la inversión de PMGD/PMG se explica porque son centrales que venden toda su producción al precio estabilizado, sin asumir ningún tipo de riesgo del sistema: Los inversionistas no ven ningún efecto de desacople, fallas, ni variaciones de los precios por efecto de la demanda horaria, ni por la estacionalidad durante el año, ni efectos derivados de la hidrología. Tampoco ven ningún riesgo de tipo contractual asociado a la producción de energía, ni al asociado al pago de sus facturas, entre otros muchos factores que afectan a las otras empresas generadoras. Y, a mayor distorsión, son esas otras empresas generadoras las que además tienen que hacerse cargo de las diferencias entre los ingresos que deberían haber recibido, por participar en el mercado spot y el ingreso subsidiado por reglamento.
96. El beneficio es aún más evidente en el caso de un proyecto solar que se acoge al “Precio Estabilizado”. En efecto, el PMGD/PMG que inyecta en horas de día solamente, en donde se han ido presentando costos marginales cada vez más bajos, producto de la mayor oferta solar, principalmente en el norte del país, se beneficia permanentemente de este “Precio Estabilizado”, que

distorsiona el mercado spot, porque el “Precio Estabilizado” es un precio semestral fijo, que se desliga de los precios spot y queda amarrado a al Precio Medio de Mercado, que no contempla ninguna estacionalidad horaria, y que además incluye conceptos distintos de la energía. Con esto, la planta solar recibe ingresos por su generación a un precio que no corresponde al bloque solar, si no al de una central que despacha las 24 horas del día, constituyendo esa diferencia que hay que subsidiar, un costo neto absoluto para las empresas que se tienen que hacer cargo de la diferencia de precios, lo que constituye un traspaso de renta, un **subsidio cruzado** entre empresas competidoras, muy contrario a lo que se buscaba en la ley.

97. En efecto, el Mecanismo de Estabilización de Precio, de la ley, para PMG y PMGD se implementó como un mecanismo para viabilizar inversiones de menor tamaño que no podían acceder al mercado spot, cuya complejidad y variabilidad horaria en precios los afectaba, pero no se creó como subsidio, ni como precio especial, eso queda claro en la historia de la ley, ya comentada inicialmente. La ley creó este mecanismo con la intención de que el efecto económico final en el mercado spot y en el mercado eléctrico en general fuera nulo. De hecho, cuando el legislador ha querido establecer exenciones o subsidios lo debe decir y establecer directamente, así ocurre con la exención de peajes, por ejemplo. Esta neutralidad, que establece la ley respecto del mecanismo que debe reflejar el precio spot (costo marginal) no se ha respetado en el DS 88/2020 en su artículo 14 y demás relacionados. Esta situación claramente es contraria a la libre competencia que debe imperar entre generadores, ya que algunos están recibiendo un precio atractivo, mucho mayor a su costo de desarrollo, por lo que continuará este *boom*, hasta que exista la señal correcta de que, a mayor oferta, menor precio.
98. El derecho a inyectar a costo marginal se estableció para que nuevos actores ingresaran al mercado spot, para tener nuevos generadores y en relación a los PMGD o PMG para impedir que solo tuvieran como alternativa vender a la distribuidora de la zona (PMGD), o un generador que estuviera en el CDEC (PMG) y que ejerciera poder de compra. La norma propuesta en la indicación perseguía que los generadores pequeños pudieran vender en el mercado “spot” al precio de mercado, cosa que previo a la modificación legal, no podían hacer, porque no forman parte del CDEC.
99. La venta a costo marginal horario soluciona el problema del poder de compra, porque es un precio de mercado que refleja apropiadamente el valor de la

energía en el margen en cada instante, y es fijado en un procedimiento que es exógeno a los generadores y distribuidores. Finalmente, por estas razones, logra exactamente el objetivo de la ley, a saber; que los pequeños generadores vendan en un mercado competitivo.

100. El mecanismo de estabilización de precios obedece a que, flujos más parejos y estables de ingresos, facilitan la obtención de financiamiento, disminuyendo así, el costo de la entrada. Sin embargo, está claro que por muchos años, cuando los precios spot fueron altos, los generadores que hubiesen calificado para aplicar el Mecanismo de Estabilización de Precios, prefirieron la volatilidad del *spot* y fueron capaces de recibir financiamiento. Al disminuir el costo de entrada permiten que el sistema eléctrico como un todo produzca a menor costo. Así, ambos beneficios facilitan la entrada de PMGD y PMG y, todo lo demás queda constante, esta entrada es pro competitiva (aumenta el número equivalente de firmas). En la medida que los PMGD y PMG reciban el costo marginal de largo plazo por su energía y potencia, la entrada de estas centrales es eficiente. Sin embargo, lo que está ocurriendo en virtud del DS 88/2020 es un subsidio anti eficiencia del segmento.
101. El mecanismo de estabilización que existe facilita la entrada, pero crea un subsidio que favorece a los pequeños generadores, especialmente solares fotovoltaicos. El subsidio recae sobre los generadores que retiran energía para cumplir con contratos, incluidos los beneficiados si tienen contratos. En los contratos, este subsidio se traspasa directamente sólo parcialmente; por ejemplo, los contratos regulados no permiten el pass through y sólo algunos contratos libres lo contemplan.
102. La forma en que la autoridad ha implementado el mecanismo de estabilización de precios de la ley, ha llevado a que en definitiva se establezca un subsidio y en consecuencia distorsione el mercado, atentando contra la libre competencia y el resultado final es que los clientes, libres y regulados, pagan más por la electricidad porque el subsidio que los otros generadores le pagan a los PMGD y PMG, lleva a que en equilibrio los inversionistas que pagan el subsidio exigen precios más altos en sus contratos o en sus licitaciones a regulados.

La ley dispone o instruye un mecanismo de estabilización de precios, es decir el mismo precio al final de un determinado periodo, aplanando curvas, pero el precio final debe ser el mismo del mercado spot. En otros sectores, en que por ley se aplica estabilización, se establece un mecanismo competitivo, que

debiera ser fuente de comparación. Por ejemplo, el MEPCO, que contempla una parte fija, otra variable, pero siempre tomando como referencia los precios reales de mercado, estableciendo además límites para la cuenta acumulada a estabilizar. Sin embargo, lo que existe en virtud del DS 88/2020, que se reclama en esta presentación, es muy similar a subsidiar a un sector y subsidiarlo sin que la ley lo establezca y además a cargo de sus competidores. Esto solo puede llevar a dañar en el mediano o corto plazo al mercado eléctrico conforme ya se ha señalado, a inversionistas nuevos y eficientes, donde se pierde el concepto de economía de escala para buscar reducir los costos unitarios de inversión, sino más bien se diseña el porfolio de inversión de pequeñas unidades de un límite de 9 MW definido en la ley, no porque sea más eficiente, sino porque se maximiza el subsidio a recolectar.

La aplicación del D.S. 244/2006 y hoy el D.S. N° 88/2020 y sus artículos relacionados ha tenido una serie de efectos en el mercado de generación eléctrica. Por un lado tenemos a ciertos actores del mercado (PMGD y PMG)<sup>43</sup> que se han visto favorecidos con este Decreto Supremo;<sup>44</sup> y por otro lado, se pueden apreciar actores que, por su capacidad y presencia en el mercado, no llegan a ser grandes generadoras y que deben soportar gravámenes impuestos en el Decreto N° 88/2020<sup>45</sup>.

103. Entre enero de 2017 y enero de 2019 prácticamente el 90% de la energía generada bajo la opción del Precio Estabilizado provino de centrales solares fotovoltaicas y pequeñas hidroeléctricas, casi en partes iguales, en este período, el 70% del costo de la política fue absorbido, en diferentes proporciones, por grandes generadoras y el 30% por generadoras pequeñas

---

<sup>43</sup> A febrero de 2021 existen 1.603 MW de proyectos PMG/PMGD instalados en el CEN. La inversión de estos PMG y PMGD, conforme a los costos de inversión unitarios estimado por la CNE en su ITD-PN de Ene-21, es del orden de US\$ US\$ 2.000 millones, de los cuales US\$ 80 millones son inversión eólica, US\$ 890 millones son inversión hidroeléctrica y US\$ 820 millones son inversión solar.

<sup>44</sup> A saber estas inversiones en PMG y/o PMGD han sido forzosamente aplicadas, por ejemplo hay inversiones de grupos económicos con mas de 19 proyectos en operación, con capacidad total instalada superior a los 100 MW. Por ejemplo el grupo Greenergy, según la información publicada en Infotécnica del Coordinador posee una capacidad instalada de 143 MW en centrales PMGD solares, con una inversión estimada del orden de US\$ 124 millones

y medianas que no están acogidas o no puede acogerse al “Precio Estabilizado”<sup>46</sup>.

104. Generadores de Chile A.G. en su publicación Editorial, de 30 de noviembre de 2018, “El mecanismo de estabilización de precios para pequeños medios de generación”, señala que:

*“Así, en la práctica el mecanismo está resultando en un tipo de subsidio cruzado, distinto al objetivo de estabilización establecido y buscado por la ley, y contrario a un elemento que ha sido central en el desarrollo de la generación de electricidad en Chile, con un mercado competitivo y sin subsidios, más allá de los que nos regala la naturaleza con su abundancia en recursos renovables solar, eólico, hidroeléctrico, geotérmico y más, por lo que estimamos que es necesaria una revisión de este mecanismo de modo de reencauzarlo en su objetivo original de estabilización de precios que lo inspira y contribuir así al desarrollo armónico del sector”. El **“Mecanismo de Estabilización de Precios”**, contenido en el Decreto Supremo 244/2006, que entró en vigencia en enero de 2006, y como ya se señaló, no fue utilizado si no hasta principios del año 2016, en parte porque los marginales estaban muy altos. (más altos que el precio estabilizado).*

## **VII.- LA SUGERENCIA DE MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 14 y TODAS AQUELLAS DISPOSICIONES DEL D.S. Nº88/2020 RELACIONADAS CON EL “MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS”, INCLUYENDO SUS DISPOSICIONES TRANSITORIAS PUESTA A CONSIDERACIÓN DE ESE H. TRIBUNAL POR LOS SOLICITANTES:**

**VII.I. Potestad Reglamentaria en ejecución y el artículo 14 y las disposiciones del D.S. Nº88/2020 relacionadas con el *“Mecanismo de estabilización de precios”*, incluyendo sus disposiciones transitorias, del D.S. Nº 88 como delegación del artículo 149 inciso 5º de la Ley General de Servicios Eléctricos:**

---

<sup>46</sup> Véase en <https://www.brevesdeenergia.com/wp-content/uploads/BdE-Pequeños-Medios-de-Generación-Distribuida.pdf>

105. H. Tribunal, como se ha señalado, el artículo 149 inciso 5º de la LGSE dispone textualmente que un reglamento establecerá “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”.

106. A este respecto es dable señalar que la potestad reglamentaria en ejecución es aquella entregada por la Constitución de la República al Presidente de la República, así es definida por su artículo 32º, a saber:

*“Son atribuciones especiales del Presidente de la República: (...) 8.º Ejercer la potestad reglamentaria en todas aquellas materias que no sean propias del dominio legal, sin perjuicio de la facultad de dictar los demás reglamentos, decretos e instrucciones que crea convenientes para la ejecución de las leyes”*.

107. Otro elemento a destacar, es el hecho de que la potestad reglamentaria en ejecución es exclusiva del Presidente de la República, esto es, es **indelegable** en el ejercicio de dictación de Reglamentos en conformidad a la ley, así ha sido zanjado por la Contraloría General de la República<sup>47</sup>.

108. Siguiendo ese orden de ideas, y al establecer el inciso segundo del artículo 35 de la Constitución de la República que es posible una delegación del ejercicio de la Potestad Reglamentaria en Ejecución sólo cuando se trate de **Decretos e Instrucciones** y no en materia de Reglamentos, así lo ha establecido el Tribunal Constitucional en sentencia de fecha 11 de enero de 2007, recaída en la causa Rol N° 591, de 2006, destaca que:

*“(...) de la sola lectura del artículo 35 de la Constitución es dable concluir que los reglamentos han sido excluidos de la posibilidad de la delegación de firma y, necesariamente deben ser suscritos por el Presidente de la República y, además, por el Ministro respectivo(...)”*.

---

<sup>47</sup> La Contraloría General de la República en su Dictamen 045350N10 de fecha 10 de agosto de 2010, señala lo siguiente: “En el mismo sentido, la Norma Fundamental señala, en el inciso primero de su artículo 35, que, “los reglamentos y decretos del Presidente de la República deberán firmarse por el Ministro respectivo y no serán obedecidos sin este esencial requisito”. Complementa lo anterior el inciso segundo, estableciendo que “los decretos e instrucciones podrán expedirse con la sola firma del Ministro respectivo, por orden del Presidente de la República, en conformidad a las normas que al efecto establezca la ley”.

109. Teniendo claro que la Potestad Reglamentaria del Presidente de la República en dictar Reglamentos cuando una ley lo habilite, es una potestad pública, indelegable, intransferible e inalienable, a continuación debemos analizar si el artículo 14 y las disposiciones del D.S. N°88/2020 relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias, resultan en derecho conforme a la Constitución de la República y a las leyes.

110. Ante este punto, es pertinente citar el artículo 149 inciso 5° de la Ley General de Servicios Eléctricos, norma legal que, en su parte esencial a este punto, indica:

*“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**”.*

111. Pues bien, podemos observar que la LGSE en su artículo 149, habilita el ejercicio de la Potestad Reglamentaria para que ésta sea ejercida por el Presidente de la República. Ahora, el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, contenido en el Decreto N° 88/2020 -objeto de esta solicitud-, como ya se ha visto, en su artículo 14° establece lo siguiente:

*“Para el caso de los Medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos **al régimen de precio estabilizado**, la diferencia entre la valorización de las inyecciones del Medio de generación de pequeña escala a precio estabilizado y al costo marginal correspondiente, será **asignada** por el Coordinador a **prorrata** de los retiros de energía del sistema eléctrico, entre quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente”.*

112. De lo anterior, y analizando, por una parte, el artículo 149°, inciso 5° de la LGSE, y por otra parte, el artículo 14 del Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, se puede lograr apreciar una inconsistencia entre la ley habilitante o delegatoria (artículo 149°, inciso 5°) y el reglamento

resultante de la delegación, ya que la ley delegatoria en ningún acápite determina o establece un “régimen de precio”, ni tampoco el mecanismo de pago que debiera establecer el reglamento. **Dicho de otra forma, la ley no establece el mecanismo de pago a prorrata como el que está contenido en el artículo 14º del DS 88/2020, ni menos ordena o instruye establecer o fijar un precio especial o estabilizado, el precio es uno solo y es el precio spot,** como ya lo hemos expuesto latamente. H. Tribunal, lo señalado anteriormente, en modo alguno es un tema menor, pues estamos en presencia de un verdadero **subsidio** establecido por el Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Energía, a las empresas PMGD y PMG que se acojan al régimen de precio estabilizado contenido en DS 88/2020 y lo que es más grave, se trata de un subsidio cuyo costo debe ser soportado por las empresas generadoras de más de 9.000 kilowatts, a favor de dichos PMGD y PMG. Todo ello, en circunstancias que la ley delegatoria no dispone ningún gravámen -que podría llegar a afectar el derecho de propiedad<sup>48</sup> de quienes deben sustentarlo, según el DS 88/2020.

113. Sin ir más lejos, tal acción resulta ser una vulneración de la Potestad Reglamentaria de Ejecución, hecho que se encuentra totalmente prohibido por nuestro reglamento jurídico, puesto que el ejercicio de establecer *subsidios, precios especiales* u otro mecanismo que discrimine entre una tecnología sobre otra, es una materia de regulación económica que debe estar establecida en una ley, es decir, es una materia de reserva legal, así lo señala don Carlos Carmona Santander: “*En este sentido, la ley puede regular completamente una determinada materia o desarrollarla parcialmente, encomendando al reglamento que complete el régimen de la ley y desarrolle su contenido de acuerdo a las instrucciones que ésta le proporcione*”<sup>49</sup>. Es decir, la ley debe establecer el ámbito que el reglamento debe abordar y el reglamento debe atenerse a lo establecido en la ley.

---

<sup>48</sup> La Sentencia 370 del Tribunal Constitucional, establece que: El art. 19, N° 24, CPR señala con lenguaje de significado claro, perentorio e inequívoco, que sólo la ley puede establecer las obligaciones inherentes al dominio y que derivan de su función social. Por ende, la potestad reglamentaria de ejecución no puede, sin vulnerar la Constitución, crear las obligaciones que pesan sobre el ejercicio del derecho de propiedad. Instituir o establecer tales obligaciones e insertarla en el estatuto jurídico que le es inherente, constituye una misión que la Constitución reserva, con énfasis o vigor especial e ineludible, al legislador en sentido estricto”.

<sup>49</sup> Carlos Carmona Santander, n.75, p. 185.

114. Al efecto, el tema aquí planteado se relaciona directamente con la clásica discusión de nuestro Derecho Administrativo en lo relativo al alcance regulatorio de un reglamento, la cual en su inicio no consideraba posible que este tipo de actos administrativos pudiesen incluso regular derechos. Superado – en parte-, esto último, y que la *colaboración* de un acto reglamentario puede efectivamente afectar -positiva o negativamente- el ejercicio de derechos de los ciudadanos, se presenta una nueva materia a analizar, y esta es, el real alcance en la regulación de actividades económicas, es decir: ¿Cuánta regulación les es posible?<sup>50</sup>.

115. En este sentido, es clave entender que esta relación -ley/reglamento- es parte de una técnica jurídica dirigida a ser más eficiente el sistema normativo, en base a diversas consideraciones: i. tiempos de tramitación y modificación de leyes, ii. tecnicismos, iii. complejidad de la materia, entre otros. Dicha técnica ha permitido que a la fecha, el criterio de reserva legal, es decir, aquellas materias de estricta regulación legal, sea de tipo relativa – en contraposición a la visión absolutista de la misma- se sustenten en un complemento de la ley, y que el reglamento permita *poner en ejecución un precepto legal con **estricta sujeción a lo que éste dispone**. [...]. La ley hace una remisión al reglamento de ejecución **para que complemente, bajo ciertas directrices**, su contenido básico”<sup>51</sup>.*

116. En este punto es donde queremos llamar la atención de este H. Tribunal, lo que debiese quedar claro en un sistema de derecho serio, con pleno respeto al principio de juridicidad, son los siguientes elementos: i. el reglamento complementa una ley, *ergo*, no puede sobrepasarla, ii. la ley debe establecer las directrices a lo menos “mínimas”, y iii. lo anterior es esencial para no comprometer la legalidad y constitucionalidad de un acto reglamentario.

Al efecto corresponder analizar, si el DS N°88/2020 en cuestionamiento, en lo relativo al “mecanismo de estabilización de precios” para los PMG y PMGD, pasa esta prueba.

Tal como se indicó *supra*, estamos en presencia de un sistema que consagra, via reglamento, relacionando el precio de nudo, PNCP y el costo marginal de

---

<sup>50</sup> Carlos Carmona Santander (2000): *Un nuevo estadio en la relación Ley – Reglamento: el ámbito reglamentario*. En Revista de Derecho Público, Universidad de Chile, pp. 154-190

<sup>51</sup> Ídem, pag.159

la energía, en forma de un real subsidio que debe ser soportado por un conjunto de generadoras en beneficio de otras. En este sentido corresponde tener presente qué es un subsidio y cuál debiese ser la forma regulatoria de consagrarlo. Respecto al tema en análisis, en el objetivo de la ley N° 19.940., *-desentramar o facilitar las inversiones necesarias para mantener el equilibrio entre el crecimiento de la oferta y de la demanda-*, se identificó como de interés general la mantención de la competencia en nivel de generación de energía eléctrica<sup>52</sup> – apelando a la no concentración de mercado determinado por la posibilidad de contratación y acceso a clientes-. Para superar esta dificultad, la Ley permitió expresamente que los PMG o PMGD, en definitiva todos los generadores pudieran tranzar su energía a costo marginal instantáneo, no estableciendo distinción de precio alguno entre las generadoras. Sin embargo, efectivamente la ley prescribió finalmente el denominado **mecanismo de estabilización de precio**, en favor de los PMG y PMGD, pero lamentablemente no consagró, ni dio directrices de cuál era su naturaleza jurídica o económica, ni conceptualización alguna, siendo definido posteriormente, y como bien sabemos por el Reglamento DS N°244/2006, y actualmente por el DS N°88/2020.

Este último punto, nos lleva a identificar el hecho de que la LGSE no contiene, en lo que a mecanismo de estabilización se refiere, la densidad normativa suficiente que habilite a un posterior reglamento a ejecutarlo y complementarlo de manera legítima. A mayor abundamiento, - y gravedad- se debe resaltar el hecho de que la actividad de fomento es *per se* es una actividad del Estado - de su responsabilidad-. Así pues, el fomento **no viene, ni se genera entre privados, ni a costa de privados**.<sup>53</sup> Como sabemos, la Constitución Política establece dentro de sus garantías fundamentales las siguientes: i. Igualdad ante la ley y no discriminación arbitraria (art. 19 N°2 CPR), e ii. Igualdad ante las cargas públicas, (art.19 N°22). Ambas, como garantías, vienen a proteger los derechos de propiedad, y el derecho de libre iniciativa económica.

---

<sup>52</sup> Clásica justificación de intervención regulatoria: la falla de mercado.

<sup>53</sup> Esta idea y aseveración es consistente con el significado de subsidio que señala la RAE es su primera acepción: 1. m. Prestación pública asistencial de carácter económico y de duración determinada.

Ahora bien, acorde a lo señalado, la desigualdad ante la ley estará justificada en la medida que exista un interés general -por lo que deja de ser arbitraria-, sin embargo, el art.19 N°22, y en el cual se consagra la **igualdad ante las cargas públicas**, establece un límite directo respecto a las actividades económicas que desarrollen los particulares, y que a saber señala:

*“Art. 19 N° 22 .La Constitución asegura a todas las personas: - “La no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica.*

*“Sólo en virtud de una ley, y siempre que no signifique tal discriminación, se podrán autorizar determinados beneficios directos o indirectos en favor de algún sector, actividad o zona geográfica, o establecer gravámenes especiales que afecten a uno u otras. En el caso de las franquicias o beneficios indirectos, la estimación del costo de éstos deberá incluirse anualmente en la Ley de Presupuestos”.*

117. El artículo transcrito se refiere de forma directa a la actividad de Fomento, consagrando como único medio jurídico que permita establecer beneficios directos o indirectos, **el dispuesto por una ley**, pasando por ende a ser el principio de legalidad un límite esencial de la actividad de Fomento, cualquiera sea su especie y tipo, **no pudiendo un reglamento, ya sea este autónomo o de ejecución, idear, consagrar o establecer dichos beneficios, ni aun a pretexto de estar “complementado” una ley.** El artículo 149 inciso 5° de LGSE, como hemos indicado, no establece cargas, ni precios especiales, mal podría hacerlo su reglamento. Por su parte el **“Mecanismo de Estabilización de Precios”**, como medio de Fomento, tal como lo concibe y regula el D.S. N° 88/2020, no solo vulnera el principio de legalidad, en razón a la forma en que está constituida, y afecta la igualdad ante las cargas públicas, como hemos explicado, sino que también distorsiona completamente el concepto de subsidio como fomento de tipo ventaja económica, ya que las subvenciones son **“transferencias de fondos públicos, sin prestación de bienes y servicios, es decir, a fondo perdido, pues no contempla su retribución sino lo que se espera es que el beneficiario actúe en determinada forma que resulte relevante para la consecución de los fines de interés general”**<sup>54</sup>.

---

<sup>54</sup> CAMACHO, Gladys. (2010): *Tratado de Derecho Administrativo. La Actividad Sustancial de la Administración del Estado.* Editorial Abeledo Perrot, pág. 386

118. Para el caso en específico, la transferencia de fondos identificable como transferencia de valor equivalente al beneficio directo de acceder: i. a la venta de energía, y ii. a un precio estabilizado, no vienen de un Órgano de la Administración del Estado, sino que viene directo del “sistema”, es decir, del resto de las generadoras de energía eléctrica que no cuentan con tal beneficio.
119. Por otra parte, H. Tribunal la aplicación de subsidios en el sector energético se ha verificado en casos concretos mediante la dictación de la correspondiente ley. En general estos subsidios deben ser extremadamente justificados en su aplicación porque es una decisión política que, como tal, resulta en el beneficio de algunos y en detrimento de otros, y además los impactos sociales que pueden tener versus los parámetros de eficiencia económica que deben prevalecer en la regulación.

Los subsidios, pueden ser directos, o sea aquél que el gobierno paga a un productor o a un consumidor, o indirectos. Sin embargo, los subsidios son, de acuerdo a lo que señala la IEA (International Energy Agency): *“cualquier medida gubernamental referida primariamente al sector energético que disminuya el costo de la producción energética, aumente el precio recibido por los productores de la misma o reduzca el precio que pagan los consumidores (World Energy Outlook)”*.

Las transferencias de dinero directas son los subsidios más típicos, y buscan reducir el precio del consumidor en la tarifa del servicio o reducir la carga de los costos para el productor cada vez que se compra una unidad de energía.

120. Así, por ejemplo, H. Tribunal, podemos señalar el **subsidio creado por Ley N°20.040** que estableció un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica, si dentro de un período igual o menor a 6 meses, las tarifas eléctricas para usuarios residenciales, urbanos y rurales, de escasos recursos, registrasen un incremento real acumulado, igual o superior a 5%, Este subsidio se traduce en un descuento en la respectiva cuenta de la luz del beneficiario. El referido subsidio se encuentra regulado en el artículo 151° de la LGSE.
121. Por el lado de la oferta, existen subsidios para la reducción de los costos de generación de energía, fue así como en el año 1994 se crea **Programa de Electrificación Rural, PER**, el cual se mantiene vigente hasta hoy en día, con adecuaciones. Sus objetivos fueron dar solución a las carencias de electricidad en el medio rural, fomentar el desarrollo productivo. El Programa ha sido

ejecutado, por el Ministerio de Energía, prestando el apoyo técnico-profesional a los proyectos, por los Gobiernos Regionales a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, FNDR, (incorporados en la **Ley de Presupuestos**) y a partir del año 2003 en contratos de préstamo con el BID.

El Programa de Electrificación Rural ha otorgado subsidios públicos a la inversión destinada a proyectos de distribución eléctrica para sectores aislados o dispersos que, de otro modo, no se habrían ejecutado por no tener rentabilidad privada.

122. Cabe mencionar H. Tribunal que también algunos subsidios pueden tomar la forma de exenciones de impuestos específicos o generar un saldo positivo bajo forma de crédito fiscal.

Mencionamos a manera de ejemplo en este caso, al “impuesto verde”. El **artículo 8° de la Ley N°20.780**, estableció un impuesto anual que grava las emisiones contaminantes efectuadas por fuentes fijas de contaminación. Esta disposición entró en régimen el 1° de enero de 2017. Dicho artículo estableció que el impuesto no afectaría el cálculo de los costos marginales del sistema eléctrico, e incorporó un mecanismo de cálculo y pago de compensaciones para aquellas unidades generadoras cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, sea mayor o igual al costo marginal. La compensación debe ser pagada por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía, a prorrata de sus retiros, debiendo el CEN respectivo, adoptar todas las medidas pertinentes para realizar la reliquidación correspondiente y **lo dispuso la ley expresamente.**

123. Desde el punto de vista del usuario o cliente final, normalmente en la tarificación en los servicios públicos, lo usual es la determinación de subsidios cruzados, que se manifiesta en la situación en que algunos usuarios enfrentan precios por debajo de los costos incrementales, mientras que otros deben pagar precios por encima de los mismos. En ese sentido, se puede mencionar la **Ley 20.928 de 2016, que creó mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos** y cuya regulación está establecida en el artículo 191° inciso segundo LGSE. Esta ley contempla dos mecanismos.

En primer lugar, el de **Equidad tarifaria residencial, ETR**. Esta medida tiene como objetivo disminuir las cuentas de electricidad a nivel nacional de aquellas

familias que no tienen consumos intensivos de electricidad y que enfrentan las tarifas más altas del país. En este caso, se modifica el componente de distribución de las tarifas residenciales y ninguna cuenta tipo debe ser superior al 10% de la cuenta tipo promedio nacional. En caso que dichas tarifas excedan ese porcentaje, deberá aplicarse un ajuste a la componente contemplada en el número 3 del artículo 182<sup>55</sup>. Las diferencias serán absorbidas por el resto de los clientes regulados y en el caso de los clientes residenciales, sólo contribuyen a financiar aquellos con consumos mayores a 200 kwh/mes, y aquellos que consumen más de 200 kwh/mes y hasta 240 kwh/mes aportarán gradualmente.

124. En segundo lugar, la medida regulada en el artículo 157° LGSE, denominada **Reconocimiento de Generación Local, RGL**, ésta aplica descuentos al componente de energía del precio de nudo equivalente, en las tarifas de todos los clientes regulados, (no sólo los residenciales), que están en comunas intensivas en generación. Dicha intensidad se mide por los kW de capacidad instalada en la comuna versus el número de clientes de ésta. El descuento es mayor mientras más alta es la relación entre *kw* instalados y números de clientes con un tope de 50% de descuento en función de un Factor de Intensidad de cada comuna, de acuerdo a la escala que se señala en el artículo 157°, sobre el precio de nudo de energía y se aplica al componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.
125. Otro ejemplo que podemos mencionar es el establecido, en **el inciso segundo del artículo 157° de la LGSE** que regula el cálculo del Precio de Nudo Promedio, PNP. En efecto, establece que el PNP, se debe traspasar al cliente regulado y el promedio se obtendrá ponderando los precios de los contratos entre distribuidoras y generadores por el volumen de suministro correspondiente. Luego, señala que en el caso de que el precio promedio de

---

<sup>55</sup> Artículo 182º.- El valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización de acuerdo a lo establecido en el artículo 182 bis.

energía de una distribuidora, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepasa en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las empresas distribuidoras, el precio promedio de dicha empresa deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de las demás distribuidoras, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.

126. Un caso de subsidio relevante para este ERN, se refiere a subsidios en materia de Hidrocarburos, pues se trata de dos *“Mecanismos Fiscales de Estabilización”*: el MEPCO (Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles) establecido por la Ley 20.765 y el FEPP (Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo) establecido por la Ley 19.030.

El **MEPCO** cubre a los combustibles afectos al impuesto específico vehicular establecido en la Ley 18.502, esto es, a las gasolinas automotrices de 93 y 97 octanos, al petróleo diesel de uso vehicular, al gas licuado de petróleo de uso vehicular y al gas natural comprimido de uso vehicular. Este mecanismo se aplica al introducir semanalmente una componente variable a la componente base del impuesto específico determinado por el Ministerio de Hacienda.

Luego el Ministerio de Energía determina los precios de paridad y precios de referencia que se utilizan en el mecanismo de estabilización. El precio de referencia se determina en función del precio histórico del crudo.

Por otra parte, el FEPP se aplica sólo para el combustible kerosene (parafina) para uso doméstico. El FEPP opera bajo el concepto de atenuar el precio en el mercado local mediante un mecanismo de estabilización que opera tanto para periodos de alzas (subsidio o crédito fiscal), como de bajas (impuesto fiscal) coyunturales. Lo relevante de este caso es que el mecanismo logra su propósito de estabilizar y no de subsidiar.

127. Finalmente H. Tribunal, otro aspecto relacionado con la potestad reglamentaria y que incide en la materia objeto de esta solicitud de ERN se refiere a que el D.S. N°88/2020 con el *“Mecanismo de Estabilización de Precios”*, **en los hechos, fija un precio** a favor de los PMGD Y PMG.

En circunstancias que a partir de la vigencia de la Constitución de 1980, particularmente con base en el texto del artículo 19 N°24, que consagra el derecho de propiedad y, también, en la garantía constitucional del art. 19 N°21, que asegura el derecho a desarrollar cualquiera actividad económica, la

doctrina y la jurisprudencia coinciden **en el carácter excepcional de la fijación de precios por la autoridad.**

128. Ya la Comisión Resolutiva en 1998, señalaba que la fijación estatal de **precios es materia de ley**, agregando que la determinación del precio de un bien provisto por un actor privado “es un atributo esencial del dominio”<sup>56</sup>. Por su parte, ese H. Tribunal ha considerado que *“La regulación tarifaria es una medida excepcional en nuestro derecho”<sup>57</sup>. Y debe establecerse por Ley.*

**VII.II. Sugerencia para Propuesta de Modificación Normativa del artículo 14 y las disposiciones del D.S. N°88/2020 relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias:**

129. A la luz de lo expuesto, estimamos necesario proponer a este H. Tribunal soluciones que tengan por finalidad terminar con el arbitraje y acciones de inversionistas que han visto en el mercado, en base al Precio Estabilizado una oportunidad de lucrar a costa de gravámenes impuestos por el Decreto Supremo N° 88/2020, en contra de las normas de la libre competencia y del derecho público en general y que han afectado seriamente a nuestras representadas. Las propuestas serán analizadas a continuación, desde una perspectiva económica y jurídica.

130. Entendemos que el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía están conscientes de que no existe una adecuada señal de precios, por todos los antecedentes antes expuestos, sobre todo para las plantas fotovoltaicas, sin embargo, el actual Reglamento, D.S. N° 88/2020, mantuvo la señal de **un Precio Estabilizado** especial y distinto al precio spot, establecida por casi 14 o casi 18 años.

131. Nuestra propuesta consiste en sustituir el actual **Precio Estabilizado** por un mecanismo de estabilización del precio que establece la ley, que es el costo marginal instantáneo, en virtud del cual se realice **un procedimiento** consistente en una primera etapa en la que se calcula un **precio referencial**

---

<sup>56</sup> Véase en la Resolución N° 531, de la Comisión Resolutiva, del año 1998.

<sup>57</sup> Véase en el Informe N° 12/2015, de 10 de marzo de 2015. Del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

**preliminar**, con una reliquidación posterior **contra el costo marginal real** (precio de mercado spot) que resulte en cada semestre o anualmente.

El precio referencial señalado anteriormente puede ser una estimación basada en un promedio proyectado de los costos marginales futuros como, por ejemplo, los que utiliza la Comisión Nacional de Energía para la determinación de Precio Básico de la Energía. Es decir, un precio basado en la proyección futura de los precios del sistema, que no está amarrado a una banda de precios de mercado y que por tanto no es el PNCP.

El precio referencial debería ser determinado para distintos bloques horarios, de manera de atenuar los montos a reliquidar semestralmente, toda vez que los costos marginales, tanto reales como proyectados, contienen estacionalidades horarias significativas.

132. Otra variante podría ser **un procedimiento** en que se considere, en sus etapas, mantener el sistema actual de **fijación de Precio Estabilizado**, e introducir una reliquidación anual contra el CMg efectivo. Dicha reliquidación puede realizarse en varias cuotas. En este caso se mantiene el espíritu de estabilizar los flujos de caja mensuales de las compañías, pero se eliminan las distorsiones entre un precio teórico determinado por la CNE. Esta reliquidación desincentivaría el arbitraje de precios. De cualquier forma, existiendo una brecha creciente entre el Precio Estabilizado y el costo marginal efectivo, se deberá contemplar en el mecanismo un umbral de compensación que permita activar una reliquidación complementaria, similar a monto tope definido en el mecanismo del MEPCO.
133. Por último; el H. Tribunal podría determinar lineamientos para la reglamentación de un efectivo **Mecanismo de Estabilización de Precio**, entregando las orientaciones para ello, en forma tal que el Ministerio de Energía, no establezca un nuevo precio, sino que haga una estabilización del precio que dispone la ley y en caso de persistir el mecanismo y generase diferencias, estas no deben ser asumidas por el resto de los generadores. **Respecto de las Observaciones al Periodo Transitorio:** Considerando los efectos ya producidos en el mercado en base a las compensaciones y en definitiva a la reglamentación contraria a la libre competencia y a los altos montos de inversiones y de compensaciones ya realizadas que, como hemos expresado en este escrito, están y han estado en juego a modo de subsidio a los PMG y PMGD, estimamos que no debiera

existir un tratamiento transitorio. Además el mercado eléctrico, con la última modificación y la creación del CEN es un mercado mucho más informado, público y participativo. Hoy, las empresas generadoras, cualquiera sea su tamaño, tienen la misma condición de coordinados del SEN, el mismo acceso a la información y a la coordinación o tratamiento por parte del CEN, no existiendo a la fecha las condiciones que existían al momento, en que el legislador pensó en el mecanismo de estabilización de precio spot, todo lo cual implica que las generadoras están en condiciones de soportar un mecanismo real y justo de estabilización de precio conforme se ha solicitado a este Tribunal. Por tanto estimamos que no es necesario el estatuto de establecer reglamentarios transitorios. Finalmente, en efecto, consideramos que los plazos son demasiado extensos, la misma banca estaba considerando plazos máximos de 4 a 8 años con un régimen de Precio Estabilizado de precios.

## VIII.- CONCLUSIONES

134. El Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala, DS 88/2020, 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. Las razones que se concluyen son las siguientes.
135. El “*Mecanismo de Estabilización de Precios*” establecido en el artículo 149° inciso 5° de la LGSE no establece una fijación de precio, ni un subsidio, ni menos uno que deba ser solventado por los otros competidores del mercado como lo dispone el artículo 14° del Reglamento de Medios de Generación de Pequeña Escala, D.S. N° 88/2020. **La historia fidedigna de la ley N°19.940**, señala, como uno de sus fundamentos, que lo que se busca con el artículo 149° inciso 5°, es disponer de un “Mecanismo de Estabilización de Precios”, que permita enfrentar la inestabilidad que conllevaban -en esa época, año 2004- los proyectos de pequeña escala, en particular, aquellos conectados a redes de distribución.
136. La LGSE en su artículo 149° inciso 5°, al contemplar el señalado Mecanismo para los Medios de Generación de Pequeña Escala, no entrega un mandato ni expreso ni tácito para eludir las disposiciones normativas de la libre competencia, por lo no se puede interpretar que el citado artículo 149° de la LGSE tiene por finalidad sobreponerse por sobre las normas de defensa de la libre Competencia. Por el contrario, el artículo 149° aludido tiene por objeto

fomentar y promover la libre competencia en el sector de generación eléctrica, tal como se señaló en el presente ERN.

137. La aplicación del artículo 14 del DS 88/2020 ha tenido una serie de efectos, distorsionadores del mercado de generación eléctrica. Por un lado, tenemos a ciertos actores del mercado (PMGD y PMG) que se han visto favorecidos con este Decreto Supremo; y por otro lado, se pueden apreciar actores que, por su capacidad y presencia en el mercado, no llegan a ser grandes generadoras y que deben soportar gravámenes impuestos en el Decreto N° 88/2020, en abierta contradicción con las normas de regulación administrativa y en contra de la libre competencia.

138. El tratamiento que el D.S. N° 88/2020 da al “**Mecanismo de Estabilización de Precios**”, es contrario a la libre competencia porque asigna a las empresas generadoras competidoras que no se acogen a dicho mecanismo el pago del costo de él, en circunstancias que la LGSE en caso alguno considera un precio especial o distinto para los Medios de Generación a Pequeña Escala, ni un mecanismo que puede constituir de facto un subsidio para ellos -ni mucho menos que sean los competidores quienes asuman el costo que pueda implicar el Mecanismo con la consiguiente discriminación contra ellos. Finalmente todo esto, tiene como consecuencia un aumento del precio final a los consumidores.

139. La presente solicitud no cuestiona la consagración legal del “Mecanismo de Estabilización de Precios” establecido en el artículo 149 inciso 5° de la LGSE, ni tampoco es objeto de la presente cuestionar la legalidad del D.S. 88/2020 de dicho Mecanismo, sino más bien la forma en que el Reglamento ha implementado lo dispuesto en el artículo 149 inciso 5° de la LGSE, en lo relativo al “Mecanismo de Estabilización de Precios”.

**POR TANTO**, teniendo en consideración los antecedentes de hecho, derecho y económicos expuestos en esta presentación y de conformidad a lo dispuesto por los artículos 18 N° 4 y 31 del DL 211,

**A ESE H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA SOLICITAMOS:** Se sirva tener por interpuesta y acoger la presente solicitud de iniciación de Expediente de Recomendación Normativa, darle tramitación y, en definitiva, ejerciendo las facultades que le confiere el D.L. N° 211, se sirva recomendar a S.E. el Presidente de la República, por medio del Ministerio de

Energía, **la modificación** del Decreto Supremo N° 88/2020 del Ministerio de Energía, *que aprueba el “Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”, específicamente lo dispuesto en su Artículo 14º, así como todas aquellas disposiciones del D.S. N°88/2020 relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias,* todo ello para el caso que S.S. estime que este precepto reglamentario es contrario a la libre competencia.

Asimismo, solicitamos que en la respectiva proposición de modificación de los preceptos reglamentarios **contenido en el artículo 14º** del D.S. N° 88/2020 se considere alguna de las propuestas sugeridas, que cumplen con los principios de la libre competencia.

**Y así se considere consecuentemente también las modificaciones de todas aquellos disposiciones del D.S. N°88/2020 relacionadas con el “Mecanismo de estabilización de precios”, incluyendo sus disposiciones transitorias.**

**PRIMER OTROSÍ:** En virtud de lo dispuesto en el Auto Acordado N° 12/2009, solicitamos a V.S. tener por acompañado el siguiente documento en versión digital:

- Informe económico, de fecha 5 de marzo de 2021, titulado “Un análisis económico del poder de mercado que crea el subsidio que reciben los pequeños generadores”, elaborado por el economista don Alexander Galetovic.

**SEGUNDO OTROSÍ:** Solicitamos a ese H. Tribunal tener presente que nuestra personería para representar a las solicitantes constan en los siguientes mandatos judiciales, que se acompañan:

- I. Mandato de fecha 24 de agosto de 2020, otorgado por la Notaría Patricio Raby Benavente, para representar a Energía Coyanco S.A.
- II. Mandato de fecha 24 de agosto de 2020, otorgado por la Notaría Patricio Raby Benavente, para representar a Duqueco SpA.
- III. Mandato de fecha 28 de agosto de 2020, otorgado por la Notaría Luis Poza Maldonado, para representar a Hidromaule S.A.
- IV. Mandato de fecha 3 de septiembre 2020, otorgado por la Notaría Juan Ricardo San Martín Urrejola, para representar a Besalco Energía Renovable S.A.

- V. Mandato de fecha 10 de marzo de 2021, otorgado por la Notaría Fernando Celis Urrutia, para representar a Trans Antarctic Energía S.A.