

Un análisis económico del poder de mercado que crea el subsidio que reciben los pequeños generadores

Alexander Galetovic*

Marzo 5, 2021

Resumen

El Artículo N°149 de la LGSE le da derecho a los pequeños generadores (aquellos cuyos excedentes de potencia no exceden los 9 MW) a vender su energía y potencia a precio *spot*, y establece un mecanismo de estabilización. Sin embargo, el Decreto N°88 de 2019, que reglamenta el Artículo N°149, sustituye el mecanismo de estabilización por dos precios fijados y desligados del precio *spot* que la ley pide estabilizar.

Ambos precios crean un subsidio, el que se financia mediante un cobro a la energía retirada para servir contratos. El subsidio implica ejercer poder de mercado: le aumenta el costo a un subconjunto de generadores, contrae la cantidad ofrecida y aumenta el precio final de la energía.

El subsidio es considerable. Entre febrero de 2016 y octubre de 2020 cada MWh inyectado por pequeños generadores acogidos a precio fijado recibió en promedio USD 13,9/MWh, aunque los generadores solares recibieron USD 16,9/MWh en promedio; como referencia, durante el periodo el precio *spot* de la energía varió entre USD 41,1/MWh y USD 62,8/MWh. El monto total del subsidio ha ido creciendo con el número de MW instalados y generados y en 2020 sumó USD 39,5 millones. Gracias a él, en 2020 el costo de la energía necesaria para servir contratos aumentó en USD 0,55/MWh o alrededor de uno por ciento del precio *spot*.

El monto total del subsidio por MWh y su efecto anticompetitivo seguirán aumentando mientras se instalen más pequeños generadores. Esta entrada, en principio no tiene límite, porque por diseño el subsidio por MWh generado por pequeños generadores es exógeno y no cae con la cantidad de pequeña generación instalada.

*Este trabajo fue encargado por TransAntaric Energía S.A., Hidromaule S.A., Duqueco SpA., Energía Coyanco S.A. y Besalco Energía Renovable S.A.

Contenido

1	Introducción	3
1.1	Los pequeños generadores en la regulación eléctrica	3
1.1.1	La libre competencia y el Artículo N°149 de la LGSE	3
1.1.2	Los reglamentos	4
1.2	La tesis de este trabajo	5
1.3	El resto del trabajo	5
2	El subsidio y el ejercicio de poder de mercado	5
2.1	La mecánica del subsidio	5
2.2	Libre competencia	7
3	La fijación de precios y el subsidio en la práctica	8
3.1	El precio de nudo de corto plazo	8
3.1.1	La fijación y el subsidio	8
3.1.2	El subsidio adicional a la pequeña generación solar	10
3.2	El nuevo precio fijado	11
3.3	El precio de nudo de corto plazo y el nuevo precio comparados	12
3.4	Subsidio y arbitraje	14
4	Los efectos del subsidio	14
4.1	La magnitud del subsidio	14
4.2	La evolución de las inversiones acogidas al precio de nudo de corto plazo	15
4.3	El costo total del subsidio	15
4.4	Los incentivos y el comportamiento	16
5	Un mecanismo para estabilizar sin distorsionar el proceso competitivo	16
6	Conclusión	17

1. Introducción

1.1. Los pequeños generadores en la regulación eléctrica

1.1.1. La libre competencia y el Artículo N°149 de la LGSE

1. El Artículo N°149 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) integra a los pequeños generadores al mercado *spot* del sistema eléctrico¹:

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 [...] debiendo participar en las transferencias [de energía y potencia en el mercado *spot*].

Además:

Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts [...]

2. El origen de la norma fue evitar que las distribuidoras ejercieran el poder de compra que detentan. De acuerdo con la historia de la Ley N°19.940 de 2004, que introdujo el Artículo N°149 (la cursiva es mía):

Los patrocinadores de la indicación señalaron que la norma propuesta en la indicación persigue que los generadores pequeños puedan vender en el mercado “spot” al precio de mercado, cosa que hoy no pueden hacer, porque no forman parte del CDEC. *Eso significa que las distribuidoras les compran al precio que ellas imponen*².

3. El Artículo N°149 también introdujo un mecanismo de estabilización del precio *spot* (la cursiva es mía)³:

El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación [del costo marginal instantáneo y el precio de nudo de la potencia] cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión

¹Los pequeños generadores son aquellos cuyos excedentes de potencia no exceden los 9MW. Se distinguen los *pequeños medios de generación distribuida* (PMGD), los que inyectan energía y potencia en una subestación de distribución; y los *pequeños medios de generación* (PMG), los que inyectan energía y potencia en una barra del Sistema de Transmisión Nacional.

El mercado *spot* es aquel donde los generadores intercambian excedentes y déficits de energía y potencia. La frecuencia de los intercambios de energía es horaria; los intercambios de potencia son anuales.

²*Historia de la Ley N° 19.940*, Santiago: Biblioteca del Congreso, 2004, p. 428.

³En lo que sigue usaré indistintamente “precio *spot*” y “costo marginal”.

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 [...]*.

1.1.2. Los reglamentos

4. En 2006 el DS N°244 sustituyó el mecanismo de estabilización por un precio fijado, el precio de nudo de corto plazo de la energía, que ya calculaba el Ministerio de Energía cada seis meses⁴. Al elegir el precio de nudo de corto plazo, el generador quedaba obligado a vender a ese precio a lo menos durante cuatro años seguidos⁵.

5. El DS N°88 de 2019 (el *Reglamento*) sustituyó al DS N°244 de 2006. Ahora el precio fijado se descompone en seis bloques horarios⁶. Las inyecciones de pequeños generadores que opten por no recibir el precio *spot* reciben el precio básico de la energía de cada bloque horario, ajustado, cuando corresponde, por un término constante. A éste le llamaré el “nuevo precio”.

Al mismo tiempo, gracias a un artículo “transitorio”, los pequeños generadores ya instalados, y aquellos que inicien sus obras hasta nueve meses después de promulgado el *Reglamento*, pueden, además, optar por recibir el precio de nudo de corto plazo hasta por 165 meses más (casi 14 años).

6. Como se verá líneas abajo en la sección 3, cuando un pequeño generador elige que le paguen el precio de nudo de corto plazo o el nuevo precio, se genera un déficit—el valor de las ventas al precio fijado es mayor que el valor de las ventas de energía valoradas a precio *spot*—⁷. El *Reglamento* obliga a los generadores que retiran energía a pagar el déficit, a prorrata de sus retiros:

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 vigente⁸.

⁴La Comisión Nacional de Energía (CNE) calcula el precio de nudo de corto plazo cada seis meses, en febrero y agosto y 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 precio de nudo de corto plazo 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. En principio, ese debería ser el precio de nudo de corto plazo. Sin embargo, 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 precio de nudo de corto plazo será igual, según corresponda, al techo o piso de la banda. Así, esta banda impide que el precio de nudo de corto plazo sea menor que un piso o que exceda un techo.

⁵Mardones (2019) describe en detalle el DS N°244 de 2006.

⁶00:00 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 (*Reglamento*, Artículo N°18).

⁷El déficit no es dictado por el *Reglamento*, pero es el resultado casi inevitable de los incentivos que genera. Véase la discusión líneas abajo en la sección 4.4.

⁸*Reglamento*, Artículo N°14.

1.2. La tesis de este trabajo

7. Este trabajo muestra que el *Reglamento* no establece un mecanismo de estabilización del precio *spot*. Por el contrario, los dos precios que fija, y a los que el *Reglamento* llama incorrecta y equívocamente “precios estabilizados”, están desligados del precio *spot* que la ley pide estabilizar.

A su vez, los dos precios que fija el *Reglamento* crean un subsidio que beneficia a los pequeños generadores que eligen vender a precio fijado. El subsidio se financia mediante un cargo por MWh que se le cobra a los generadores que retiran energía para servir contratos⁹. Este cargo le aumenta los costos a los generadores que sirven contratos y aumenta el precio de la energía que pagan los consumidores¹⁰. Siguiendo a Krattenmaker et al. (1987) demuestro que, al aumentarle los costos a un subconjunto de generadores, el subsidio genera poder de mercado y es anticompetitivo.

1.3. El resto del trabajo

8. El principal punto de este trabajo es que un subsidio financiado que le aumenta el costo a un subconjunto de generadores es anticompetitivo. Por eso, en la sección 2 demuestro esta proposición mediante un análisis estándar de oferta y demanda. En la sección 3 explico cómo el *Reglamento* fija dos precios y por qué estos dos precios fijados crean un subsidio. En la sección 4 reporto los efectos que ha tenido el subsidio. La sección 5 concluye.

2. El subsidio y el ejercicio de poder de mercado

2.1. La mecánica del subsidio

9. La Figura 1 muestra esquemáticamente al mercado eléctrico. El panel (a) muestra la oferta de largo plazo de pequeños generadores, s ; el panel (b) muestra la oferta de los generadores convencionales, S ; finalmente el panel (c) muestra la demanda por electricidad, D . Las cantidades se miden en MWh. Los gráficos no están dibujados a la misma escala, porque en la práctica la escala de la pequeña generación es “pequeña” relativa a la escala de la generación convencional (poco más del dos por ciento de la generación total).

10. Nótese que la oferta de los generadores convencionales, S , es perfectamente elástica. Esto obedece a que cuando la entrada a la industria eléctrica es libre, el precio de largo plazo lo determina el costo de desarrollo, p_0 en la Figura 1. Por otro lado, supongo que la oferta de pequeña generación tiene pendiente positiva, lo que implica que, en equilibrio, la cantidad ofrecida es “finita”—es decir, la entrada de pequeña generación tiene límite, cuestión a la que volveré líneas abajo—.

⁹La potencia es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico y se mide en watts (W). La energía es el uso o generación de potencia en un periodo de tiempo y se mide en watts por hora o watts-hora (Wh). Así por ejemplo, una ampolleta de 100 W de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (KW) son 1.000 watts; un megawatt (MW) son 1.000 KW y un gigawatt (GW) son 1.000 MW.

¹⁰Como ocurre con todo subsidio, la incidencia depende de las elasticidades de la oferta de los generadores que pagan el subsidio y la demanda por energía de los consumidores. En este caso, como se argumenta líneas abajo, la oferta de los generadores que ofrecen contratos es perfectamente elástica.

11. Supóngase que inicialmente no hay subsidio. Entonces el costo de desarrollo del sistema, p_0 , determina el precio de la electricidad. A ese precio, la cantidad demandada de electricidad es $D(p_0)$ y la cantidad ofrecida por los pequeños generadores es $s(p_0)$. Así, en equilibrio la cantidad ofrecida por generadores convencionales es

$$E_0 = D(p_0) - s(p_0).$$

12. Ahora bien, supóngase que se establece un subsidio exógeno para los pequeños generadores de magnitud igual a z por MWh, el que se prorratea entre todos los MWh retirados. Como se puede apreciar en la Figura 1, en ese caso la cantidad ofrecida por los pequeños generadores aumenta desde $s(p_0)$ hasta $s(p_0 + z)$, y el subsidio es igual al área en cuadrícula en el panel (a), $s(p_0 + z) \cdot z$.

13. Al mismo tiempo, el subsidio se prorratea entre todos los retiros, el costo de venta de un MWh aumenta, y el precio aumenta desde p_0 hasta p_1 . En equilibrio aquello que se le paga a los pequeños generadores es igual a lo que se recauda de la demanda, es decir

$$s(p_0 + z) \cdot z = (p_1 - p_0) \cdot D(p_1) = (p_1 - p_0) \cdot [E_1 + s(p_0 + z) \cdot z], \quad (2.1)$$

donde el lado derecho es igual al área en cuadrícula del panel (c) de la Figura 1.

La expresión (2.1) dice que aquello que el subsidio recauda es igual al aumento del precio de la electricidad que pagan los consumidores, $p_1 - p_0$, multiplicado por la cantidad demandada de energía después de que se ejerce el poder de mercado. Nótese que la cantidad demandada $D(p_1)$ es igual a las ventas necesarias para recaudar lo suficiente para financiar el subsidio.

14. Por lo mismo, de la expresión (2.1) también se sigue que en equilibrio

$$p_1 = p_0 + \frac{s(p_0 + z)}{E_1 + s(p_0 + z)} \cdot z. \quad (2.2)$$

Vale decir, en equilibrio el precio que pagan los consumidores aumenta desde el costo de desarrollo del sistema, p_0 , hasta lo que es necesario para recaudar el subsidio en el nuevo equilibrio—el segundo término del lado derecho—. Así, cada MWh retirado paga

$$\frac{s(p_0 + z)}{E_1 + s(p_0 + z)} \cdot z \equiv p_1 - p_0.$$

15. Finalmente, en el nuevo equilibrio la cantidad demandada de electricidad se iguala con la cantidad ofrecida, es decir:

$$D\left(p_0 + \frac{s(p_0 + z)}{E_1 + s(p_0 + z)} \cdot z\right) = E_1 + s(p_0 + z). \quad (2.3)$$

16. Nótese que el subsidio expande la producción de los pequeños generadores a costa de producción convencional y de los consumidores de electricidad. Este resultado se sigue del hecho que, de

un lado, $p_1 > p_0$, por lo que $D(p_1) < D(p_0)$. Y, por el otro, $s(p_0 + z) > s(p_0)$. Por lo tanto, la ecuación (2.3) implica que $E_1 < E_1^{11}$.

17. Nótese que la elasticidad de la oferta de largo plazo distinta de infinito es el único límite a la entrada de pequeños generadores. Mientras el subsidio exógeno exceda al costo marginal de largo plazo de los proyectos de pequeña generación la entrada continuará, porque la magnitud del subsidio por MWh, z , no depende de la cantidad instalada de pequeña generación.

18. Como es sabido, los subsidios y el ejercicio de poder de mercado son ineficientes. Al expandir la producción por encima de $s(p_0)$ se sustituye producción que cuesta p_0 por producción que cuesta más que p_0 —una ineficiencia productiva. Al mismo tiempo, los consumidores usan muy poca electricidad porque el precio aumenta. La renta que financia el subsidio genera una ineficiencia asignativa. A continuación demuestro que el medio de financiar el subsidio es anticompetitivo.

2.2. Libre competencia

19. En la sección 3 mostraré que, de acuerdo con el *Reglamento*, la CNE fija un precio \tilde{p}_1 que crea un subsidio z tal que $z \equiv \tilde{p}_1 - p_0$. Como se vio, al hacerlo, aumenta el costo de ofrecer un MWh adicional desde p_0 , el costo de desarrollo del sistema, hasta

$$p_0 + \frac{s(p_0 + z)}{E_1 + s(p_0 + z)} \cdot z = p_1.$$

En efecto, un generador convencional sabe que el costo de vender un MWh más es ahora igual al costo de desarrollo, más $\frac{s(p_0+z)}{E_1+s(p_0+z)}$, el cargo por MWh a los retiros. Esto implica que el subsidio aumenta el *costo* de la electricidad en el margen. Vale decir, si la demanda aumenta en un MWh más, el costo de servir ese MWh con generación convencional aumenta desde p_0 sin subsidio hasta p_1 con subsidio. Siguiendo a Krattenmaker et al. (1987), el subsidio implica ejercer poder de mercado: le aumenta el costo a un subconjunto de generadores, contrae la cantidad ofrecida, y aumenta el precio final de la energía.

20. En efecto, Krattenmaker et al. (1987, p. 248) distinguen dos maneras de ejercer poder de mercado:

[...] el poder [de mercado] puede ejercerse mediante cualquiera de dos métodos: aumentando el precio propio o elevando los costos de los competidores¹².

¹¹¿Existe el nuevo equilibrio? Con un poco de cálculo se puede demostrar que la condición suficiente es que $\eta \cdot \frac{\Delta p}{p} < 1$, donde η es la elasticidad de la demanda y $\frac{\Delta p}{p}$ es el cambio porcentual del precio causado por el subsidio.

¹²Traducción mía. La cita completa en inglés es:

Our central argument is that precision in defining this central concept in antitrust law and policy could be achieved by treating monopoly power and market power as qualitatively identical, but recognizing explicitly that anticompetitive power can be exercised by either of two methods: raising one's own prices

De esta forma, hay dos maneras de ejercer poder de mercado. Una es la manera tradicional, aumentando el precio o contrayendo la cantidad (según Krattenmaker et al. (1987) esto es ejercer poder de mercado “a la manera de Stigler”). La otra manera es aumentarle el costo a un subconjunto de empresas para así aumentar el precio de mercado (según Krattenmaker et al. (1987) esto es ejercer poder de mercado “a la manera de Bain”). Si bien se trata de mecanismos distintos, en ambos casos el resultado es contraer la cantidad ofrecida y aumentar el precio final. En efecto, dicen Krattenmaker et al. (1987, p. 252):

[...] una vez entendido [que en ambos casos] la producción se contrae para aumentar los precios, [todos] deberían estar de acuerdo con [...] que] la presencia de cualquiera de los dos debe ser suficiente para establecer ejercicio de poder de mercado o monopolístico¹³.

21. Una vez establecido que un subsidio como el descrito implica ejercicio de poder de mercado, a continuación explico cómo el *Reglamento* crea el subsidio mediante los dos precios que fija.

3. La fijación de precios y el subsidio en la práctica

22. Como se vio líneas arriba, el *Reglamento* fija dos precios a los cuales pequeños generadores puede vender su energía. Uno es el precio de nudo de corto plazo, el que según el Artículo N°1 “transitorio” del *Reglamento*, pueden elegir los generadores ya instalados, y aquellos que inicien sus obras hasta nueve meses después de promulgado el *Reglamento*. El segundo, el nuevo precio, varía en seis bloques horarios. En ambos casos, el precio fijado: (i) no estabiliza el precio *spot*, sino que lo sustituye; (ii) genera un subsidio que le aumenta el costo a un subconjunto de generadores y aumenta el precio final de la energía.

3.1. El precio de nudo de corto plazo

3.1.1. La fijación y el subsidio

23. La CNE calcula el precio de nudo de corto plazo cada seis meses, en abril y octubre, simulando la operación futura del sistema eléctrico bajo distintas hidrologías y computando el costo marginal esperado o promedio durante los siguientes 48 meses; ese promedio es el precio básico de la energía.

or raising competitors' costs.

¹³La traducción es mía. El texto completo en inglés es el siguiente:

Once it is understood, however, that allegations of either Stiglerian or Bainian market power make the same ultimate factual claim—that market output has been reduced to raise prices—antitrust judges, enforcers, practitioners, and commentators should be able to agree with three propositions. First, antitrust analysis should treat market power and monopoly power as qualitatively identical—both terms refer to anticompetitive economic power. Second, antitrust analysis should distinguish clearly between classical Stiglerian and exclusionary Bainian power. Third, proof of either should satisfy the statutory requirement for market or monopoly power.

24. En principio, el precio de nudo de corto plazo debería ser igual al precio básico de la energía. Sin embargo, antes la CNE compara el precio básico de la energía y la potencia (el precio básico monómico, o precio medio teórico), con el precio medio de mercado (el precio monómico promedio de los contratos libres y regulados)¹⁴. Si el precio medio básico cae fuera de una banda alrededor del precio medio de mercado, el precio de nudo de corto plazo de la energía será igual, según corresponda, al techo o piso de la banda¹⁵.

25. La Figura 2 muestra el precio medio básico, el precio medio de mercado, y el piso de la banda entre 2016 y 2020. Se aprecia que el precio medio de mercado ha excedido al precio medio básico en alrededor de 60 por ciento hasta el segundo semestre de 2019 y en más de 100 por ciento durante el año pasado. Cuando así ocurre, el precio de nudo de corto plazo es igual al piso de la banda.

26. 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 siguiente¹⁶. También es cierto que los costos marginales esperados de la energía son considerablemente más bajos que hace seis años. Por último, desde hace un tiempo la CNE le está agregando al precio medio de mercado los cobros por peajes de transmisión nacional y zonal, servicios complementarios y mínimos técnicos, además de las compensaciones por precio estabilizado, los que no forman parte del precio de la energía o de la potencia, pero que incrementan el piso de la banda y con ello el precio de nudo¹⁷.

¹⁴Es decir, son precios de la forma

$$p = p_e + \frac{p_p}{8.760 \cdot \phi},$$

donde p_e es el precio de la energía en USD/MWh, p_p es el precio de la potencia en USD/MW-año, ϕ el factor de carga y 8.760 es el número de horas del año.

¹⁵La banda se determina de la siguiente manera. Si el precio básico difiere del precio medio de mercado:

(a) en menos de 30 por ciento, entonces el precio de nudo debe caer dentro de una banda de más-menos 5 por ciento alrededor del precio medio de mercado;

(b) entre 30 y 80 por ciento, entonces el precio de nudo será igual, según corresponda, al techo o piso de una banda; dependiendo de la magnitud de la diferencia, el piso o techo son iguales a entre más-menos 10 y 30 por ciento del precio medio de mercado;

(c) más de 80 por ciento, entonces el precio de nudo será igual, según corresponda, al techo o piso de una banda, de más-menos el 30 por ciento alrededor del precio medio de mercado.

¹⁶Los contratos libres son aquellos entre un generador y un cliente que paga precios no regulados. Los contratos regulados son aquellos entre un generador y empresas distribuidoras.

¹⁷La CNE está calculando de el precio medio de mercado de manera incorrecta . En efecto, la LGSE (artículo N° 167) dice (la cursiva es mía):

[El precio medio de mercado] será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros *de energía y potencia* a clientes libres y distribuidoras [...], y el total de la energía asociada a dichos suministros [...].

De esta forma la LGSE se refiere únicamente a los cobros de energía y potencia que pagan clientes libre y regulados, mas no a los cargos por transmisión y menos aun los cargos por servicios complementarios o mínimos técnicos o las compensaciones por precio estabilizado, que son cargos a los generadores y no a la demanda.

Cabe notar que el artículo N°167 de la LGSE dice que el precio medio teórico debe incluir “[...] los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional [...]”, pero el precio medio teórico nada tiene que ver con

27. La Figura 3 muestra el precio básico y el precio de nudo de la energía arrojados por cada fijación, desde el primer semestre de 2016^{18,19}. Como se puede apreciar en la figura, hasta 2019 el precio de nudo de corto plazo de la energía excedió al precio básico de la energía en más de USD 20/MWh, o casi 50 por ciento y, en las últimas dos fijaciones, en más de 100 por ciento. Este hecho es importante, porque la discrepancia entre el piso de la banda y el precio básico de la energía da una idea de cuan disociado está el precio de nudo de los costos marginales esperados.

28. La Figura 3 también muestra el precio *spot* promedio durante cada semestre. Con la excepción de 2016, el precio de nudo de corto plazo también ha excedido al precio *spot*, a pesar de que varios de los años que aparecen en la figura han sido secos, lo que generó precios *spot* más altos. Se aprecia, entonces, que el precio de nudo de corto plazo no estabiliza al precio *spot*, como dicta la ley, sino que los sustituye por un precio que no tiene relación con él. Y al exceder sistemáticamente al precio *spot*, el precio estabilizado crea el subsidio a los pequeños generadores.

29. Nótese que el subsidio es exógeno a la cantidad instalada de pequeña generación. Por lo tanto, y como se vio líneas arriba en la sección 2, en la medida que el precio subsidiado que recibe la pequeña generación exceda al costo de la instalación de pequeña generación, ésta continuará aumentando limitada únicamente por la oferta de largo plazo de pequeña generación.

30. La Figura 2 también muestra que durante estos años el precio *spot* ha excedido al precio básico de la energía, a pesar de que, supuestamente, el costo marginal esperado es un estimador insesgado del precio *spot*. De esta forma, aunque el precio básico de la energía sería más adecuado que el precio de nudo de corto plazo (al menos tiene cierta relación con los costos marginales), tampoco estabiliza el precio *spot*, como dice la ley.

3.1.2. El subsidio adicional a la pequeña generación solar

31. Los generadores solares que eligieron el precio de nudo de corto plazo reciben un subsidio más grande que el sugerido por la Figura 3. Para explicar por qué, la línea continua en la Figura 4 muestra el perfil de la generación solar promedio a lo largo del día, mientras que la línea continua en la Figura 5 muestra el perfil horario del precio *spot*, ambos en 2020. Se aprecia que, a lo largo del día, el precio *spot* sigue a la generación solar. Por eso, 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 más grande para la generación solar.

la determinación del piso o el techo de la banda (véase el artículo N°168).

¹⁸Nótese que no aparecen los precios del segundo semestre de 2016 porque el informe de precio de nudo de corto plazo del segundo semestre de 2016 no está disponible en la página *web* de la CNE.

¹⁹Se trata de precios de energía—es decir, descontado el precio de la potencia, para que se puedan comparar con el precio *spot*.

32. 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, el que cuantificaré en la siguiente sección.

3.2. El nuevo precio fijado

33. El nuevo precio que fija el *Reglamento* varía seis veces según la hora del día:

Artículo 18° La Comisión determinará precios básicos de energía por intervalo temporal, [...], 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.

Nótese que el *Reglamento* quiere *representar* la operación del sistema, lo que nada tiene que ver con estabilizar el precio *spot*. También, se sigue manteniendo la banda de precios de mercado:

Artículo 20° Una vez determinados los precios básicos de energía por intervalo temporal, [...], la Comisión deberá realizar un ajuste de estos precios considerando una banda de precios de mercado.

34. Se sigue de lo anterior que, para fijar el nuevo precio, la CNE descompondrá el precio básico de la energía en seis bloques con la finalidad de representar la operación del sistema. Sin embargo, el subsidio se mantiene, porque se mantiene la banda de precios de mercado.

35. En efecto, el precio fijado en cada bloque es igual al precio básico horario más la diferencia entre, de un lado, el piso de la banda de precios alrededor del precio medio de mercado; y, del otro, el precio básico. Dice el *Reglamento*:

[...] la Comisión deberá adicionar o sustraer un valor constante al precio básico promedio de energía, de modo que el precio medio teórico ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. En este caso, los precios estabilizados se calcularán como los precios básicos de energía por intervalo temporal adicionando o sustrayendo el valor constante ya indicado. En caso que la operatoria

antes descrita dé como resultado un precio estabilizado con un valor menor a cero, se considerará que dicho precio es igual a cero²⁰.

36. El valor constante que se hubiera sumado durante el segundo semestre de 2020 se muestra con la flecha en la Figura 2. Como se puede apreciar en la figura, durante el segundo semestre de 2020 el piso de la banda, igual al precio de nudo de corto plazo, fue igual a USD 70,6/MWh. El precio medio básico de la energía, en tanto, fue igual a USD 36,8/MWh. Por lo tanto, el valor constante hubiese sido igual a

$$\alpha = \text{USD}70,6/\text{MWh} - \text{USD}36,8/\text{MWh} = \text{USD}33,8/\text{MWh}.$$

3.3. El precio de nudo de corto plazo y el nuevo precio comparados

37. La Figura 6 compara la operatoria de los dos precios fijados, el precio de nudo de corto plazo de la energía y el nuevo precio fijado, durante el segundo semestre de 2020. En la figura se puede apreciar que, mientras el precio de nudo de corto plazo es igual a toda hora, el nuevo precio varía entre los seis bloques horarios.

Como se vio líneas arriba, el precio de nudo de corto plazo es igual el precio básico de la energía más un factor α que lo eleva al piso de la banda. El nuevo precio descompone el precio básico de la energía en seis bloques horarios y luego escala el precio básico de cada bloque horario por el mismo factor α . Se aprecia en la figura que, comparado con el precio de nudo de corto plazo, el nuevo precio es algo mayor durante la noche y algo menor durante el día

38. La Figura 7 muestra la diferencia entre el precio spot horario en 2020 y, del otro lado, el precio de nudo de corto plazo y el nuevo precio. El subsidio por MWh es, en cada caso, igual a la diferencia con el precio *spot*. Se aprecia que con el nuevo precio el subsidio por MWh aumenta durante la noche y disminuye durante el día. De ahí que se pueda predecir que el nuevo precio lo elegirán los generadores eólicos; y que todos los generadores solares que puedan permanecerán en el precio de nudo de corto plazo.

39. Como sea, es evidente de lo anterior que, en comparación con el precio de nudo de corto plazo, el nuevo precio redistribuye el subsidio. El monto total del subsidio disminuye si una fracción mayoritaria de la generación de pequeños generadores ocurre a las horas de costos marginales más bajos (las horas del día) y aumenta si es que acaso la mayor parte de la generación ocurre a las horas de costos marginales más altos.

40. Para probar esta afirmación, es conveniente un análisis un poco más formal. Sea p_b^h el precio básico de la energía durante el bloque h , E_h la cantidad de energía producida durante el bloque h y

$$\bar{p}_b^h \equiv \frac{1}{6} \sum_{h=1}^6 p_b^h$$

²⁰ *Reglamento*, Artículo N°25.

el precio básico de la energía promedio. Además, sea α la diferencia entre el precio medio básico y el piso de la banda de precios alrededor del precio medio de mercado (véase la Figura 2). Entonces, si p_s^h es el precio *spot* durante el bloque horario h , el subsidio total que recibe el generador cuando recibe el precio de nudo a toda hora es

$$\sum_{h=1}^6 \left[(\bar{p}_b^h + \alpha) - p_s^h \right] \cdot E_h \quad (3.1)$$

Se aprecia de esta expresión que el subsidio es creciente en α .

41. Con el nuevo precio, el subsidio es igual a

$$\sum_{h=1}^6 \left[(p_b^h + \alpha) - p_s^h \right] \cdot E_h \quad (3.2)$$

Por lo tanto, la diferencia entre (3.2) y (3.1) es

$$\sum_{h=1}^6 (p_b^h - \bar{p}_b^h) \cdot E_h. \quad (3.3)$$

42. Tanto la Figura 6 como la ecuación (3.3) muestran que el subsidio creado por la banda de precios de mercado (el término α) es igual en ambos casos. De esta forma, el cambio introducido por el *Reglamento* no afecta al principal determinante del subsidio, la diferencia entre el piso de la banda y el precio básico medio.

Nótese, además, que si la cantidad de energía generada es la misma en todos los bloques ($E_h = E$ para todo h), la expresión (3.3) es igual a cero—el subsidio es exactamente el mismo con el precio de nudo de corto plazo o con el nuevo precio. Por lo tanto, la expresión (3.3) dice que el precio nuevo genera un subsidio menor que el precio de nudo de corto plazo si los pequeños generadores generan más que el promedio durante aquellas horas en que los costos marginales son bajos; y genera un subsidio mayor que el precio de nudo de corto plazo si los pequeños generadores generan más que el promedio durante aquellas horas en que los costos marginales son altos.

43. Más aun. Supongamos que E_h es la generación de un solo pequeño generador. Dado el perfil de la generación que muestra la Figura 4, se aprecia que el precio de nudo es más atractivo para los generadores solares que concentran su generación en horas tales que $\bar{p}_b^h > p_b^h$. Por contraste, el nuevo precio es más atractivo para los generadores eólicos, pues como se aprecia en la Figura 4, concentran su generación a las horas en que $\bar{p}_b^h < p_b^h$. Por último, a los generadores hidráulicos les es indiferente el precio, pues su generación es pareja a los largo de todo el día. A ellos sólo les interesa la magnitud del subsidio, determinada fundamentalmente por el monto fijo α .

44. De esta forma, se puede predecir con bastante certidumbre que los generadores solares que obtengan autorización hasta nueve meses después de promulgado el *Reglamento* elegirán, artículo “transitorio” mediante, el precio de nudo; mientras que los generadores eólicos preferirán el nuevo precio.

3.4. Subsidio y arbitraje

45. 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.

4. Los efectos del subsidio

46. Como ya se vio, el artículo N°149 de la ley proviene de 2004 y la posibilidad de optar por el precio de nudo de corto plazo se introdujo mediante el DS N° 244 de 2006. Sin embargo, hasta 2016 ningún pequeño generador se acogió al precio de nudo de corto plazo. Esto obedece a que, como se puede apreciar en la Figura 8, entre 2006 y 2015 el precio *spot* excedió por amplio margen al precio de nudo de corto plazo. A 2015 se habían instalado apenas 289 MW de pequeña generación, principalmente hidráulica y diésel, y ninguno se había acogido a la estabilización de precios.

47. Sin embargo, a partir de 2015 tres hechos convergieron y le insuflaron vida al régimen alternativo. Para comenzar, y como se puede apreciar en la Figura 8, el precio *spot* cayó fuertemente, impulsado por la caída del precio internacional de los combustibles y la entrada de generación eólica y solar. También, y relacionado, el precio de los paneles solares cayó lo suficiente para competir con las fuentes tradicionales de generación. Por último, en 2015 el Ministerio de Energía modificó el artículo N°54 del DS N°244 y precisó que las diferencias entre el precio *spot* y el precio de nudo al que se valoran las inyecciones de los pequeños generadores acogidos al precio fijado debían cargarse a los generadores que retiran energía para servir contratos. De esta forma, el Ministerio creó la fuente de financiamiento del subsidio.

4.1. La magnitud del subsidio

48. El Cuadro 1 muestra la magnitud del subsidio por MWh recibido por los pequeños generadores que se acogieron al precio de nudo de corto plazo entre enero de 2016 y octubre de 2020. El panel (a) reporta el subsidio por MWh; el panel (b) muestra el subsidio como porcentaje del precio *spot* promedio. Para calcular el subsidio se replicó, hora por hora, el cálculo que hace el Coordinador para computar el monto que debe recibir cada pequeño generador por la diferencia entre el precio de nudo de corto plazo y el precio *spot*, en la barra respectiva.

49. En promedio, cada MWh generado por pequeños generadores recibió USD 13,9. Se trata de un subsidio considerable, si se considera que, tal como se muestra en la columna 4 del panel (a),

el promedio anual del precio *spot* varió entre USD 41,1/MWh y USD 62,8/MWh. El Cuadro 1 también muestra que el subsidio por MWh tendió a ser más alto cuando el costo marginal fue más bajo. Así, dependiendo del año y de la tecnología, el subsidio varió entre –USD 1,2/MWh y USD 23,5/MWh, o entre –1,9 por ciento y 50,4 por ciento del precio *spot*.

50. Los paneles (a) y (b) también muestran que la magnitud del subsidio difiere entre tecnologías. Mientras los generadores hidráulicos y eólicos recibieron poco más de USD 9/MWh, los pequeños generadores solares recibieron casi USD 17/MWh —casi el doble—.

4.2. La evolución de las inversiones acogidas al precio de nudo de corto plazo

51. Como se dijo, el primer pequeño generador optó por el precio de nudo en febrero de 2016. La Figura 9 muestra la evolución desde entonces y hasta octubre de 2020, de la capacidad de pequeña generación instalada en el sistema eléctrico nacional. En negro aparece la capacidad no acogida a precio de nudo de corto plazo. Nótese que desde 2016 esa capacidad aumentó levemente. El aumento fue impulsado principalmente por los pequeños generadores diésel, a quienes no les conviene el régimen de precio fijado de corto plazo. Casi todo el resto de la generación, hidráulica, eólica y solar, se ha ido acogiendo al precio de nudo.

52. En efecto, en blanco se muestra la evolución de la capacidad hidráulica, en rayas la capacidad eólica, y en gris la capacidad solar. El número de MW acogidos a precio de nudo de las tres tecnologías ha ido aumentando, aunque como se puede apreciar en la figura, por lejos el aumento más rápido es el de la generación solar. En total, al 31 de diciembre de 2020 se habían acogido al precio de nudo 253 centrales—siete eólicas, 53 hidráulicas y 193 solares—, sumando 1.020 MW—58 MW eólicos, 146 MW hidráulicos y 816 MW solares—.

4.3. El costo total del subsidio

53. El Cuadro 2 muestra la distribución de los ingresos generados por el subsidio. El panel (a) muestra que hasta diciembre de 2020 el subsidio había generado ingresos para los pequeños generadores por USD 65,2 millones de dólares. Tres cuartos del subsidio (77,5 por ciento o USD 50,6 millones) lo recibieron los generadores solares. Un quinto del subsidio (18,8 por ciento o USD 12,3 millones) lo recibieron los generadores hidráulicos. El resto, igual a USD 2,4 millones o 3,7 por ciento del total, lo recibieron generadores eólicos.

54. La participación en el subsidio de los generadores solares es un poco mayor que su participación en la generación total de los pequeños generadores—un tercio de la generación contra tres cuartos del subsidio—. Esto obedece a que, como se vio, el subsidio por MWh que reciben los generadores solares es mayor que el subsidio que reciben los generadores hidráulicos y eólicos. Tal como se aprecia en el panel (b), el resto de la generación se reparte entre generadores hidráulicos (poco menos de un tercio) y eólicos (5,5 por ciento).

55. El Cuadro 3 muestra la generación neta total del sistema (equivalente a los retiros), la generación proveniente de pequeños generadores, el monto total del subsidio, y el subsidio por MWh retirado. Nótese que con el paso de los años, la participación de pequeños generadores en el total generado ha ido aumentando, para empinarse a más del tres por ciento de la generación total en 2020 (2,19 TWh de 72 TWh totales). Por lo mismo, el costo por MWh retirado también ha ido aumentando desde un centavo de dolar por MWh en 2016 a 55 centavos de dólar por MWh en 2020 o alrededor del uno por ciento del precio *spot*. Este monto seguirá aumentando a medida que aumente la capacidad acogida al régimen de precio fijado porque, como se mostró líneas arriba en §29, el monto del subsidio por MWh es exógeno y no varía con la cantidad de pequeña generación instalada.

4.4. Los incentivos y el comportamiento

56. Como ya se dijo, cuando se anticipa un periodo en que el precio *spot* estará generalmente por debajo del precio fijado los pequeños generadores elegirán el régimen de precio fijado. Si por el contrario el precio fijado queda sistemáticamente por debajo del precio *spot* durante un periodo suficientemente prolongado, los pequeños generadores preferirán recibir el precio *spot*, tal como ocurrió hasta 2015 y como volvería a ocurrir en el futuro de darse otro ciclo de precios similar.

57. Al mismo tiempo, el comportamiento de los generadores varía con la tecnología. De esta forma, por lejos la repuesta más vigorosa al subsidio ha sido la de generadores solares quienes, como lo muestra el Cuadro 1, reciben un subsidio más grande por MWh. Además, la caída del costo de los paneles solares y la emergencia de una industria especializada en montarlos disminuyó el costo de desarrollo de pequeños proyectos solares por debajo del precio de nudo de corto plazo. Por lo tanto, rápidamente se materializó entrada, cuya velocidad ha estado limitada únicamente por el tiempo que toma materializar proyectos. La cantidad de MW solares seguramente seguirá aumentando porque, como se vio líneas arriba en §29, la magnitud del subsidio por MWh es exógena y no depende de la cantidad de pequeña generación instalada.

58. Por el contrario, ningún pequeño generador térmico diésel se acogió al precio fijado, porque estos generadores rara vez operan y el régimen de remuneración de potencia les resulta más atractivo. Los generadores eólicos, en tanto, han sido renuentes en adoptar el régimen de precio fijado porque para ellos su atractivo ha sido menos claro.

5. Un mecanismo para estabilizar sin distorsionar el proceso competitivo

59. Como ya se dijo, aunque el Artículo N°149 de la ley dice que un reglamento establecerá un mecanismo que estabilice el precio *spot*, la CNE siempre ha fijado precios. En efecto, como se dijo, ni el precio de nudo de corto plazo ni el nuevo precio tienen que ver con el precio *spot*, y no lo estabilizan.

60. Estabilizar un precio implica reducir sus fluctuaciones. Al mismo tiempo, y a menos que se legisle, no implica subsidiar, ni mucho menos gravar a quienes retiran energía para servir contratos y, en último término a los consumidores, para financiarlo. Por eso, para remediar el defecto del *Reglamento*, y cumplir con lo que dice la LGSE, es necesario sustituir el precio de nudo de corto plazo y el nuevo precio por un promedio proyectado semestral o anual de los precios *spot*, con reliquidación al final de cada semestre o cada año. Este mecanismo estabiliza el precio y los ingresos que recibe el pequeño generador (el objetivo de la ley), pero por construcción evita los subsidios (que no están en la ley). Además, el mecanismo es neutro tecnológicamente, pues cada generador recibe exactamente lo mismo que hubiese recibido de haber vendido su energía a precio *spot*.

61. Formalmente, si \bar{p} es el precio proyectado, y $p_s^i(t)$ es el precio *spot* en la barra donde inyecta el generador i en la hora t , y la reliquidación es anual, entonces el generador vendería \bar{p} durante el año y el monto reliquidado sería

$$\sum_{t=1}^{8.760} (p_s^i(t) - \bar{p}) \cdot E_i(t).$$

62. Gracias a que la reliquidación es semestral o anual, hay flexibilidad para determinar la proyección semestral \bar{p} . Se propone que esa proyección sea el precio básico de la energía o una proyección de los costos marginales que haga el Coordinador.

6. Conclusión

63. El Artículo N°149 de la LGSE le da derecho a los pequeños generadores (aquellos cuyos excedentes de potencia no exceden los 9 MW) a vender su energía y potencia a precio *spot*, y le pide al regulador establecer un mecanismo de estabilización de precios. Sin embargo, el Decreto N°88 de 2019, que reglamenta el Artículo N°149, sustituye el mecanismo de estabilización por dos precios fijados y desligados del precio *spot* que la ley pide estabilizar.

64. Ambos precios crean un subsidio, el que se financia mediante un cobro a la energía retirada para servir contratos. El subsidio implica ejercer poder de mercado: le aumenta el costo a un subconjunto de generadores, contrae la cantidad ofrecida y aumenta el precio final de la energía.

65. El subsidio es considerable. Entre febrero de 2016 y octubre de 2020 cada MWh inyectado por pequeños generadores acogidos a precio fijado recibió en promedio USD 13,9/MWh, aunque los generadores solares recibieron USD 16,9/MWh en promedio; como referencia, durante el periodo el precio *spot* de la energía varió entre USD 41,1/MWh y USD 62,8/MWh. El monto total del subsidio ha ido creciendo con el número de MW instalados y en 2020 sumó USD 39,5 millones. Gracias a él, en 2020 el costo de la energía necesaria para servir contratos aumentó en USD 0,55/MWh o alrededor de uno por ciento del precio *spot*.

66. El monto total del subsidio por MWh y su efecto anticompetitivo seguirán aumentando mientras se instalen más pequeños generadores. Esta entrada, en principio no tiene límite, porque por diseño el subsidio por MWh generado por pequeños generadores es exógeno y no cae con la cantidad de pequeña generación instalada.

Referencias

- [1] Krattenmaker, T., R. Lande y S. Salop, "Monopoly Power and Market Power in Antitrust Law", *The Georgetown Law Journal* **76**, 241-269, 1987.
- [2] Mardones, M., "Los pequeños medios de generación distribuida ante el derecho de energía. Régimen vigente, interpretaciones y prospectiva," *Revista de Derecho Administrativo Económico* **29**, 53-83, 2019.

A handwritten signature in purple ink, appearing to be 'M. Mardones', written over a horizontal line.

Marzo 5, 2021
7.626.817-7

Cuadro 1: subsidio por MWh (en USD)

	(a)	Eólico	Solar	Hidro	Spot
2016		9,9	23,5	10,1	50,3
2017		0,6	16,0	18,0	57,4
2018		-1,2	5,0	0,8	62,8
2019		11,0	16,2	8,3	52,0
2020		13,4	20,7	11,2	41,1
Media simple		6,8	16,3	9,7	
Media ponderada		9,3	16,9	8,4	

	(b)	Eólico	Solar	Hidro	Spot
2016		19,7%	46,8%	20,1%	100%
2017		1,1%	28,0%	31,3%	100%
2018		-1,9%	8,0%	1,3%	100%
2019		21,1%	31,1%	16,0%	100%
2020		32,7%	50,4%	27,4%	100%

Cuadro 2: monto total del subsidio (en USD millones) y generación (en GWh)

(a)	Eólico	Solar	Hidro	Total
2016	0,0	0,3	0,1	0,4
2017	0,0	1,9	2,5	4,5
2018	0,0	2,2	0,3	2,4
2019	0,7	14,2	3,5	18,5
2020	1,7	31,9	5,8	39,5
Total	2,4 3,7%	50,6 77,5%	12,3 18,8%	65,2 100,0%

(b)	Eólico	Solar	Hidro	Total
2016	0,0	12,0	11,9	23,9
2017	31,5	119,7	141,4	292,6
2018	35,7	436,9	360,0	832,6
2019	62,1	880,0	426,4	1.368,6
2020	129,7	1.543,2	514,2	2.187,1
Total	259,0 5,5%	2.991,9 63,6%	1.453,9 30,9%	4.704,7 100%

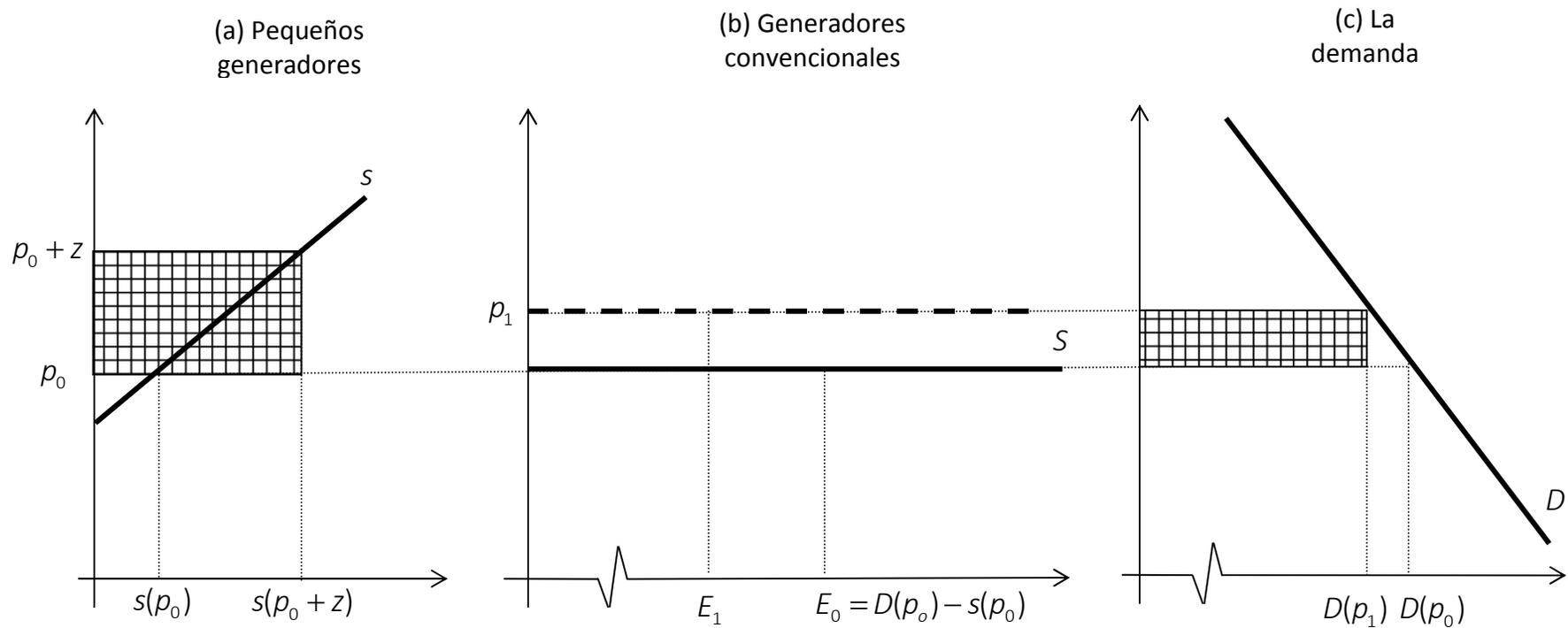
Cuadro 3: el costo por MWh retirado del subsidio

	Generación neta sistema (TWh)**	Generación de pequeños generadores (TWh)	Monto total del subsidio (mm USD)	Por MWh retirado (USD/MWh)
2016*	50	0,02	0,4	0,01
2017*	51	0,29	4,5	0,09
2018	70	0,83	2,4	0,03
2019	71	1,37	18,6	0,26
2020	72	2,19	39,7	0,55

* 2016 y 2017 corresponde solo al ex SIC.

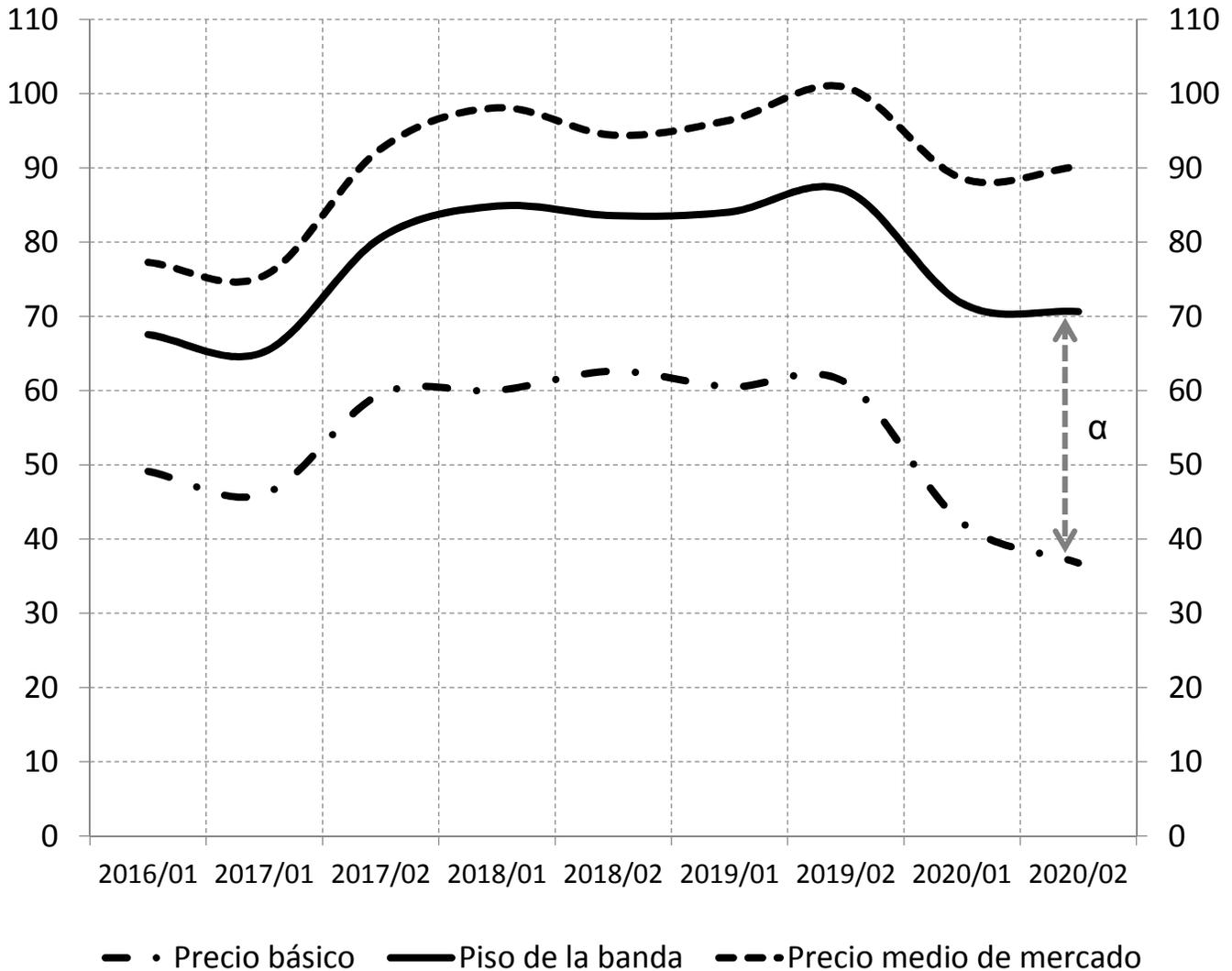
**Fuente Gx bruta anual sistema: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

Figura 1
El efecto anticompetitivo del subsidio



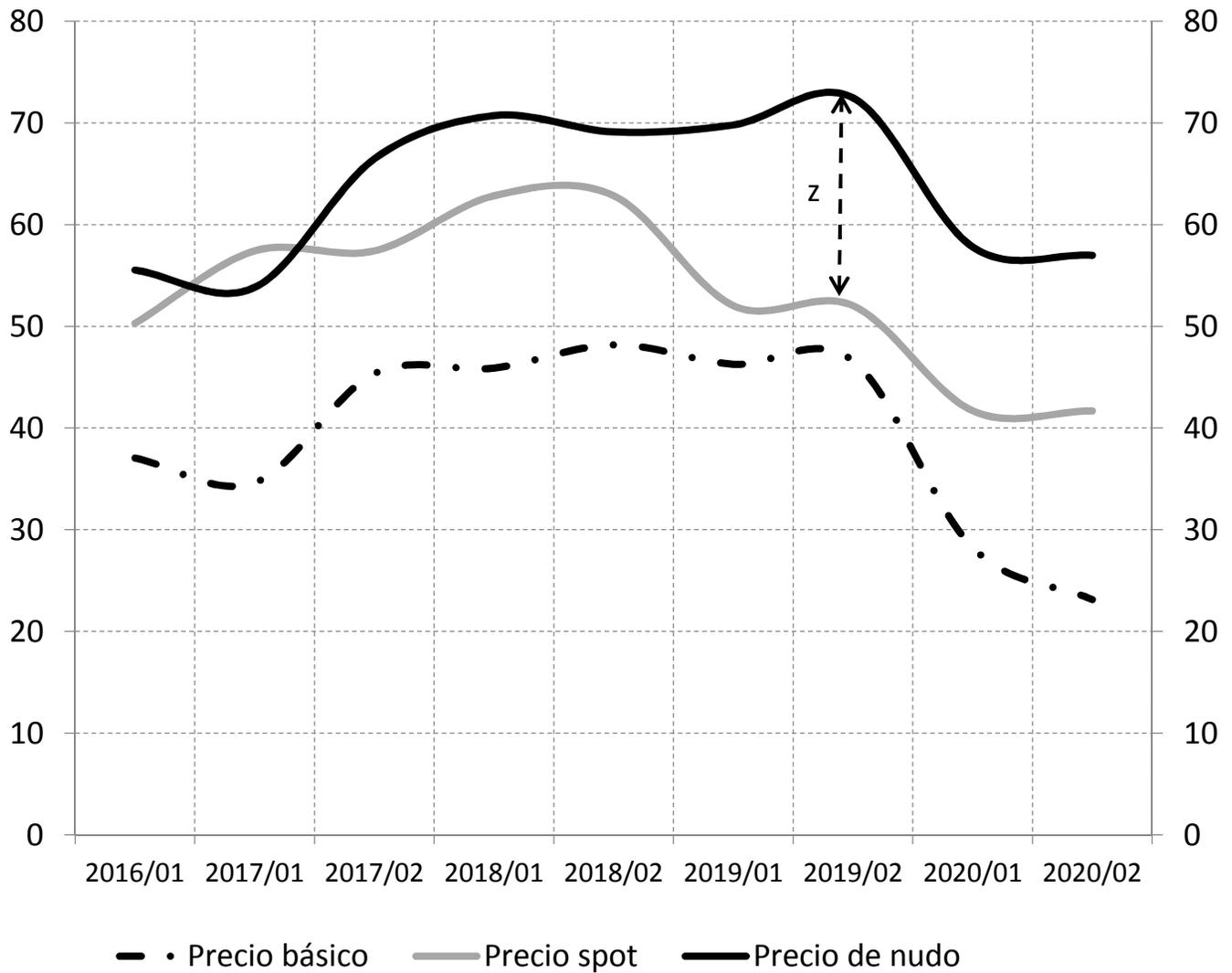
La figura muestra el efecto del subsidio a los pequeños generadores. El panel (a) muestra la respuesta de la oferta de pequeña generación---la cantidad ofrecida aumenta---. El panel (b) muestra el aumento del costo de vender electricidad mediante contratos. Finalmente, el panel (c) muestra el efecto anticompetitivo del subsidio: se contrae la cantidad ofrecida y aumenta el precio.

Figura 2
El precio medio de mercado, el piso de la banda
y el precio medio básico
(monómico, en dólares por MWh)



La figura ilustra cómo se determina el precio de nudo de corto plazo con los datos reales entre 2016 y 2020. En principio, el precio del modo de corto plazo es igual al precio básico de la energía. Sin embargo la LGSE dice que cuando la diferencia entre el precio medio de mercado y el precio básico monómico de la energía y la potencia (el precio medio teórico) es suficientemente grande, el precio de nudo de corto plazo es igual al piso de una banda de precios alrededor del precio medio de mercado. Así, la diferencia entre el precio básico y el precio de nudo de corto plazo da origen a un factor α que es el origen del subsidio a los pequeños generadores.

Figura 3
El precio de nudo, el precio básico
y el precio *spot* de la energía
(en dólares por MWh)



La figura muestra el subsidio a los pequeños generadores al que da origen el precio fijado por el Ministerio de Energía. El precio de nudo es igual a la línea continua negra; el precio *spot* es igual a la línea continua gris; la diferencia, señalada con la flecha es el subsidio. El precio básico de la energía se muestra como referencia.

Figura 4
Perfil horario de la generación
(fracción de la capacidad nominal generada,
promedio anual, 2018)

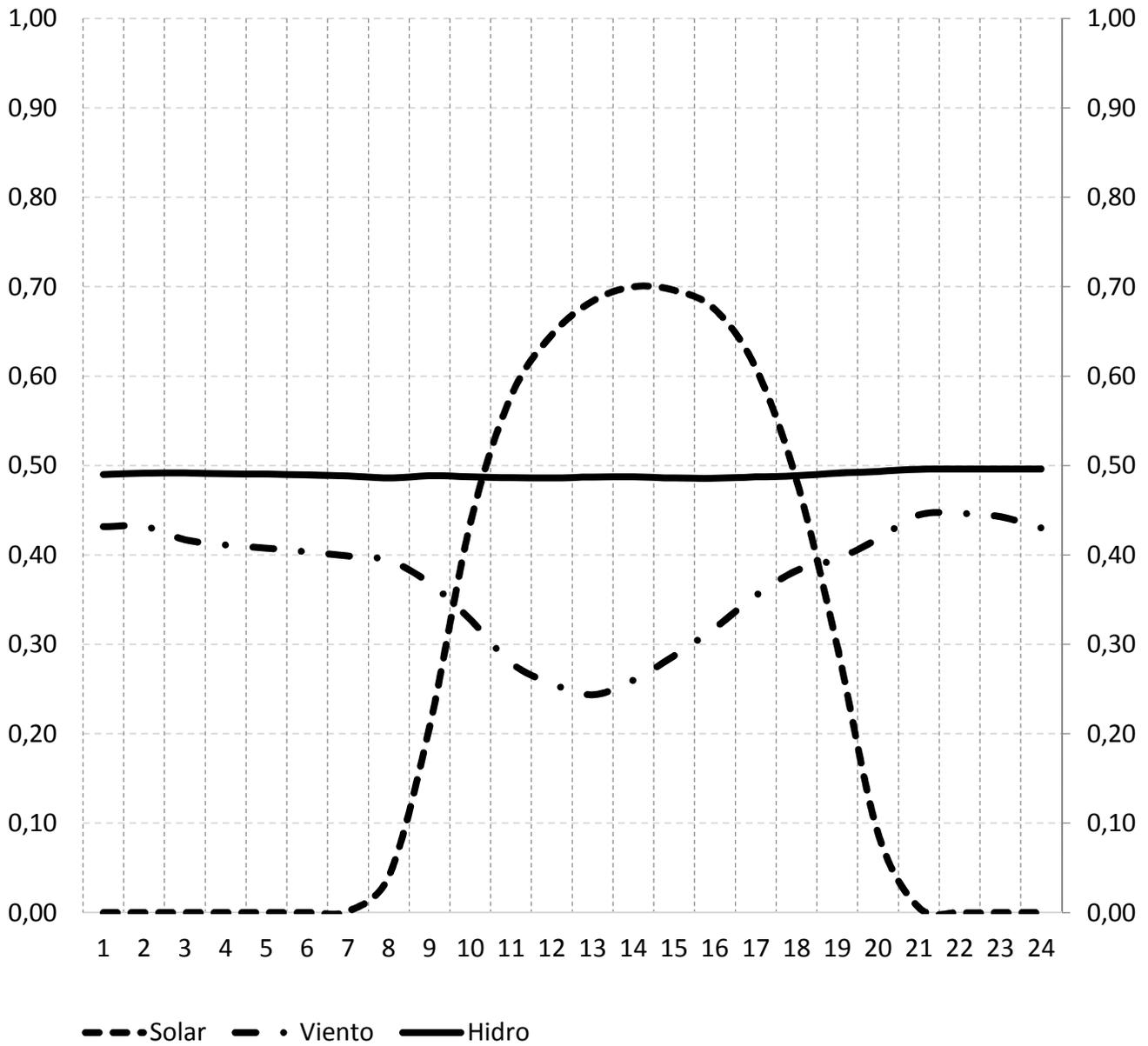


Figura 5
Precio de nudo y precio *spot* horario promedio
en las barras del SEN
(2020, en USD/MWh)

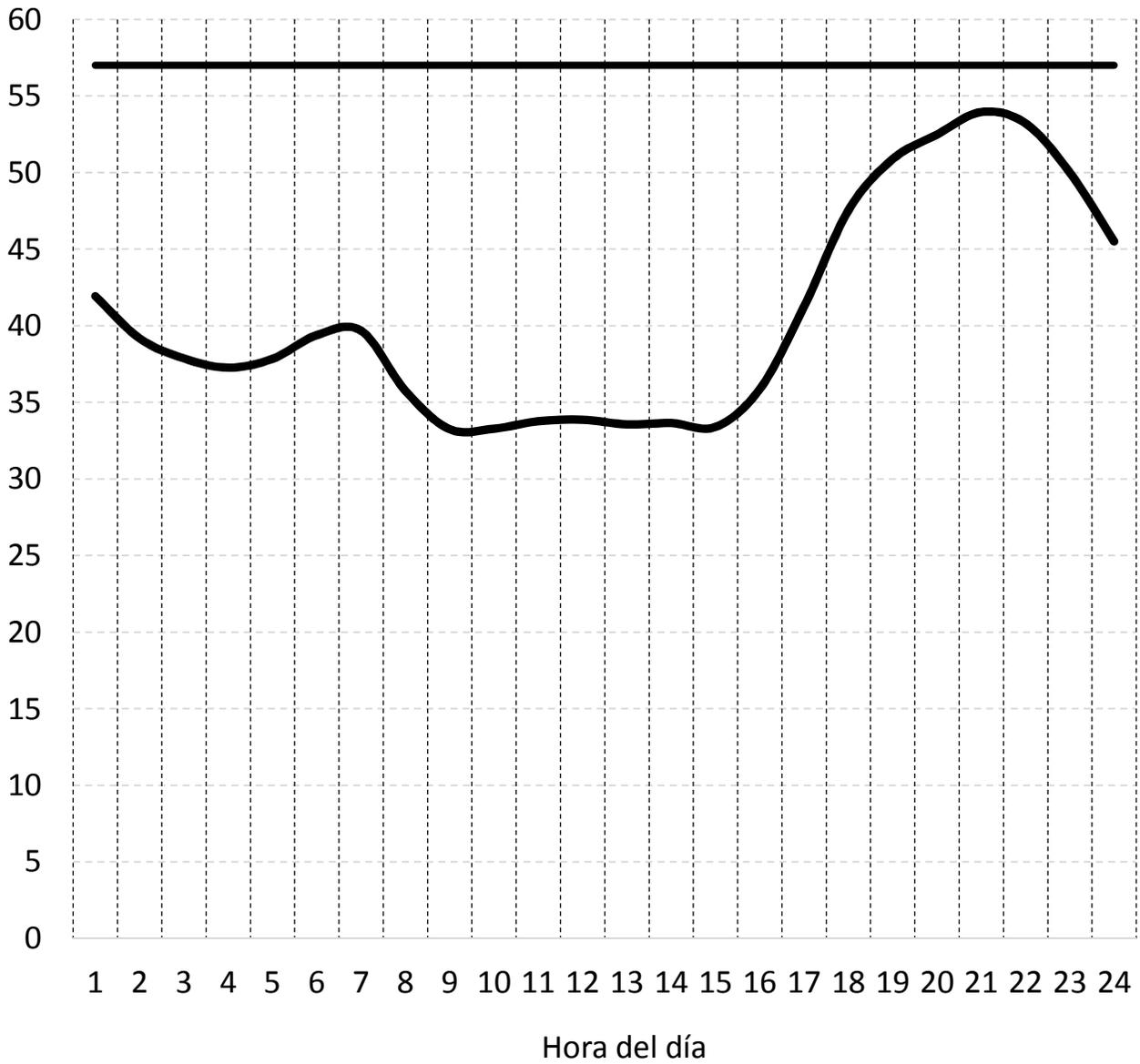
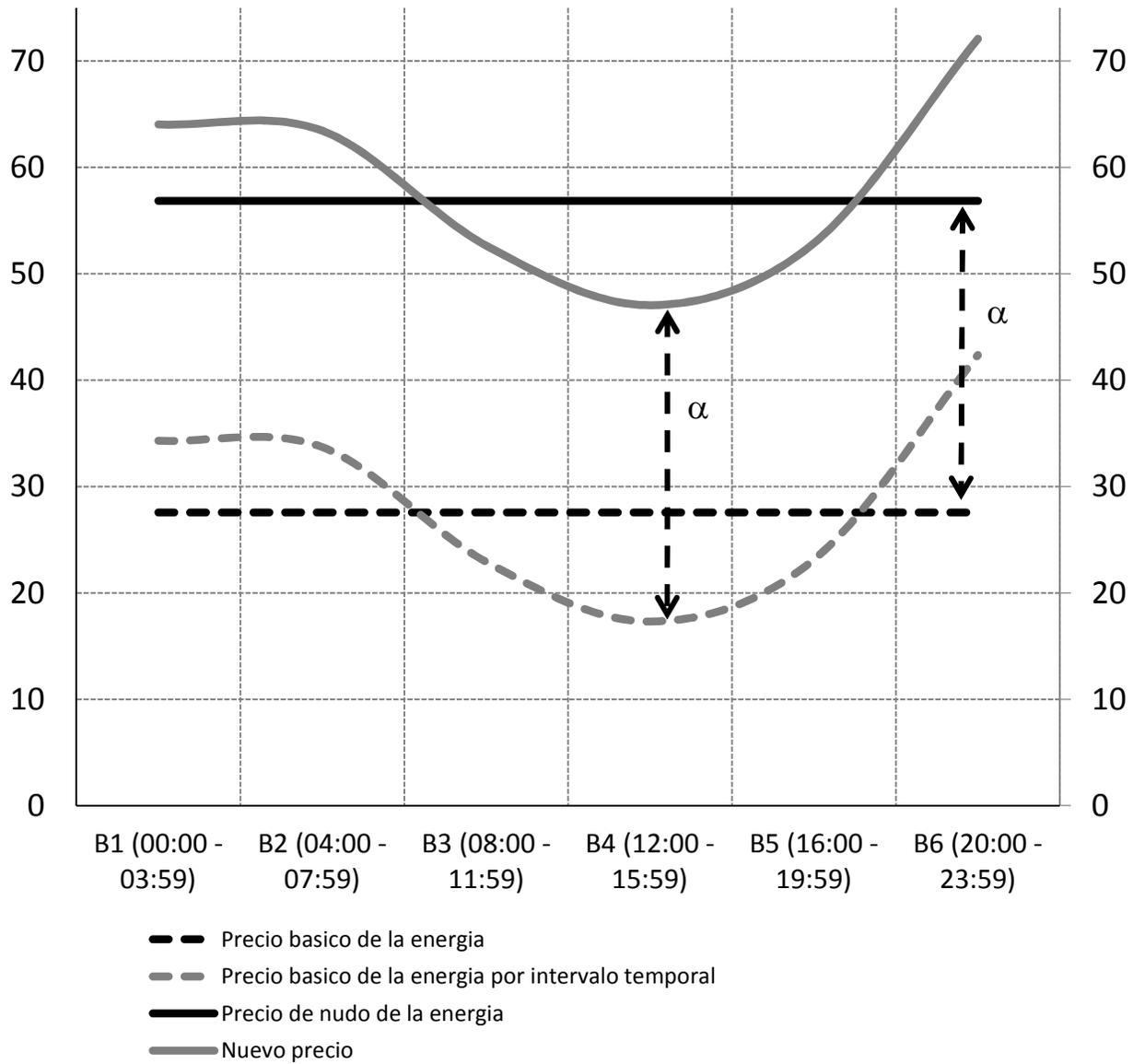
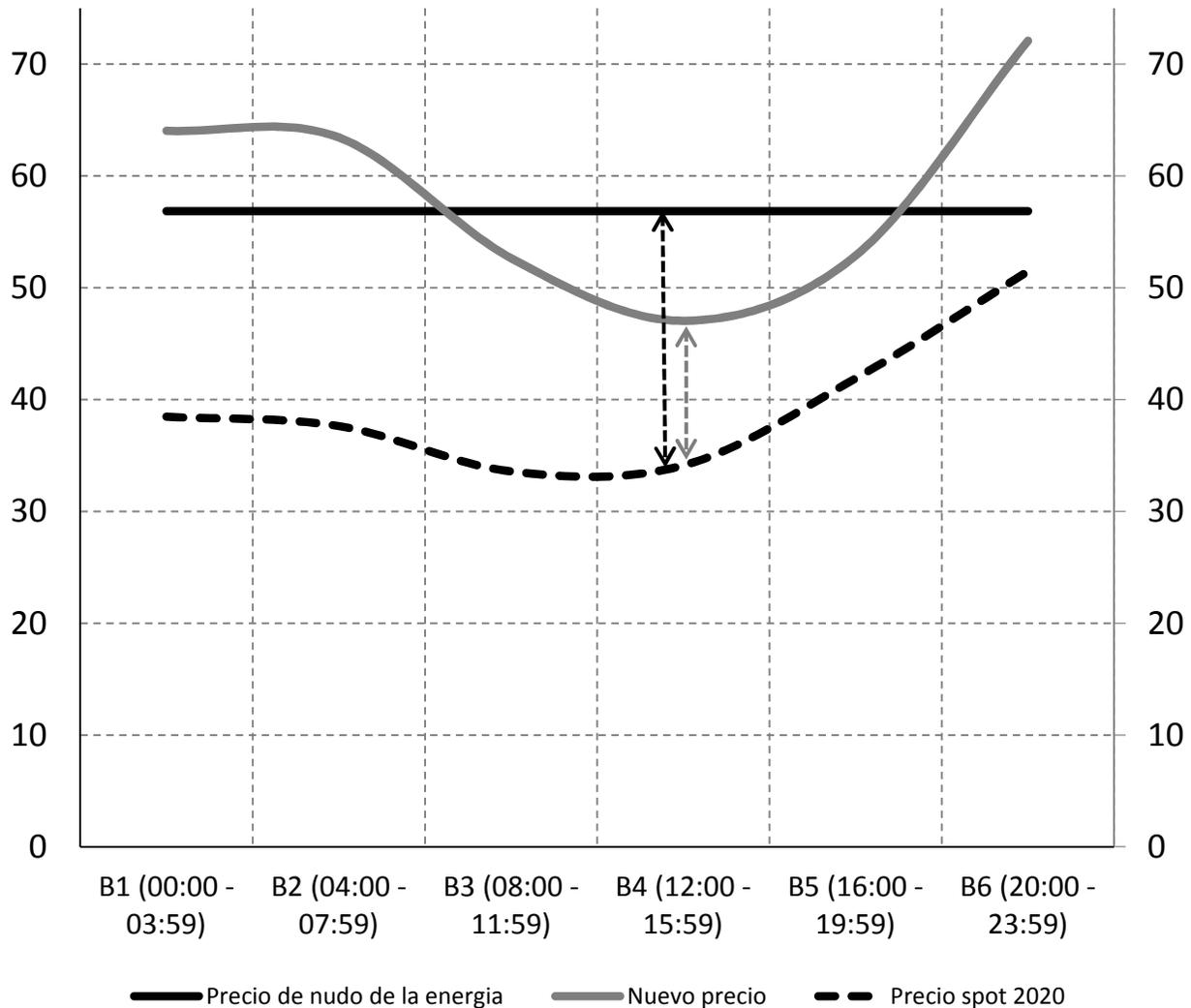


Figura 6
El precio basico, el precio de nudo y el nuevo precio
(en USD/MWh)



La figura compara el precio de nudo de corto plazo con el nuevo precio. Como se vio líneas arriba, el precio de nudo de corto plazo es igual el precio básico de la energía más un factor α que lo eleva al piso de la banda. El nuevo precio descompone el precio básico de la energía en seis bloques horarios y luego escala el precio básico de cada bloque horario por el mismo factor α . Se aprecia en la figura que, comparado con el precio de nudo de corto plazo, el nuevo precio es algo mayor durante la noche y algo menor durante el día.

Figura 7
El subsidio y el nuevo precio
(en USD/MWh)



La figura muestra la diferencia entre el precio *spot* horario en 2020 y, del otro lado, el precio de nudo de corto plazo y el nuevo precio. El subsidio por MWh es, en cada caso, igual a la diferencia con el precio *spot*. Se aprecia que con el nuevo precio el subsidio por MWh aumenta durante la noche y disminuye durante el día. De ahí que se pueda predecir que elegirán el nuevo precio los generadores eólicos; y que todos los generadores solares que puedan permanecerán en el precio de nudo de corto plazo.

Figura 8
Costo marginal y precio de nudo
(Alto Jahuel 220 kV, USD/MWh, USD de agosto 2020)

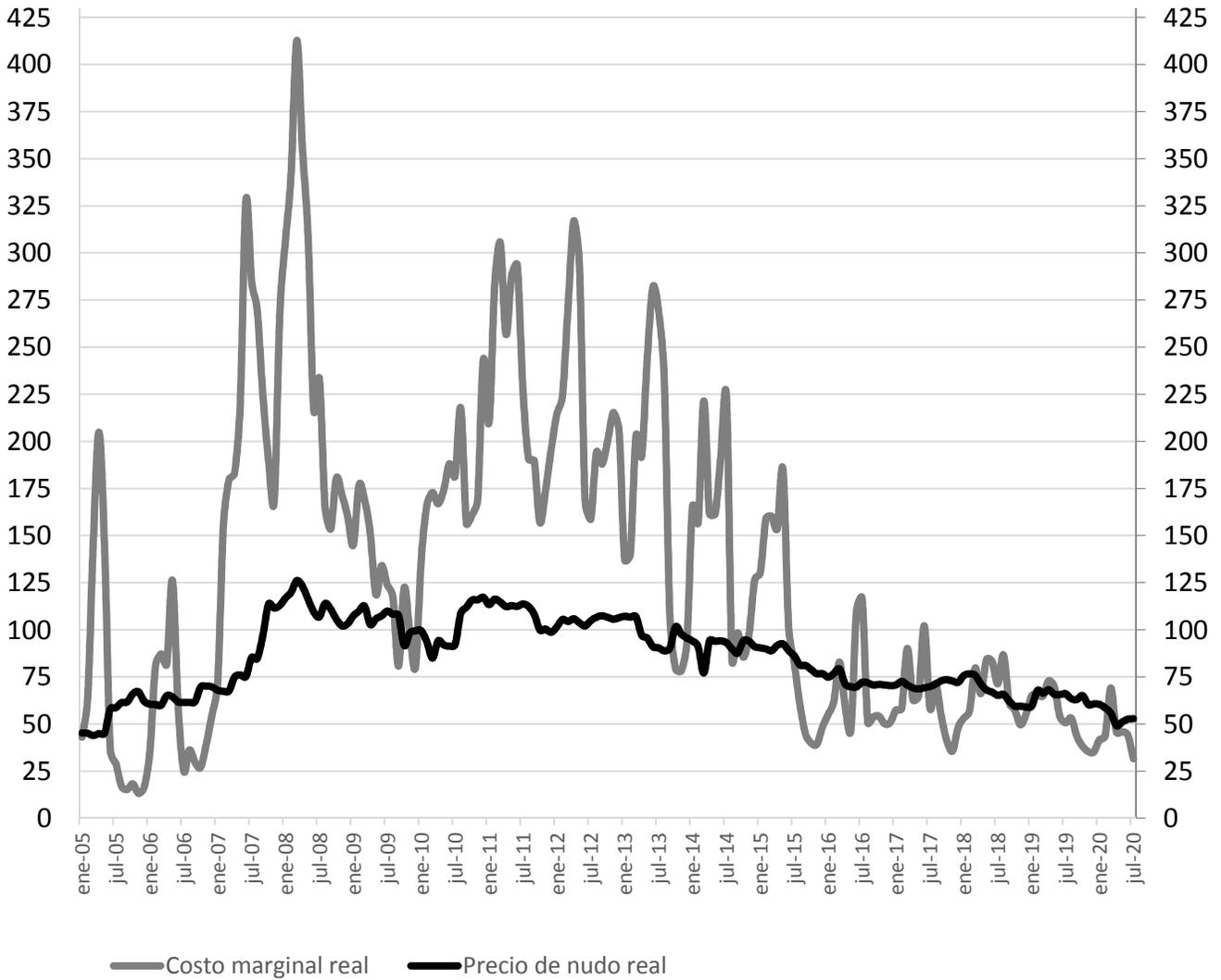
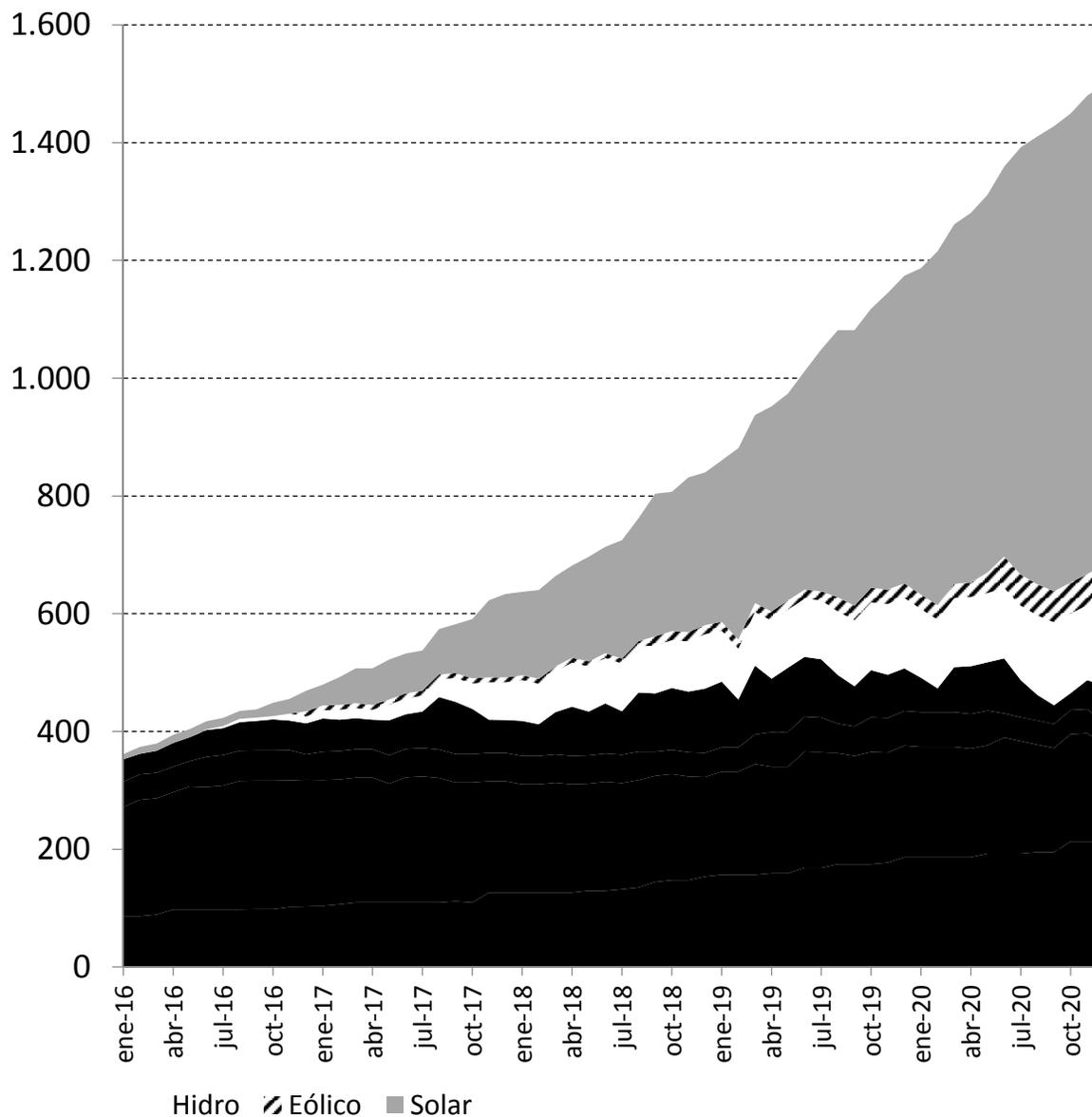


Figura 9
MW de pequeños generadores instalados
(2016-2020)



La figura muestra la capacidad de pequeña generación instalada en el sistema eléctrico nacional. En negro aparece aquella capacidad no acogida a precio de nudo de corto plazo. Desde 2016 esa capacidad aumentó levemente, impulsada por los pequeños generadores diésel, quienes se instalan para recibir remuneración de potencia y no les conviene precio de nudo de corto plazo. En blanco se muestra la evolución de la capacidad hidráulica, en rayas la capacidad, eólica y en gris la capacidad solar. El número de MW acogidos a precio de nudo de las tres tecnologías ha ido aumentando, aunque por lejos el aumento más rápido es el del sol.