

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

Por *Cristián Marcelo Muñoz*

Desde hace quince años Chile ha promovido la entrada de centrales de energía renovable (ER). Con este fin, desde 2004 se han aprobado leyes, que en base a diferentes mecanismos, han impulsado la entrada de este tipo de fuentes.

Entre estos mecanismos destacan las leyes explícitas que fijan cuotas de energía renovable, la exención del pago por uso de los sistemas de transmisión, la opción para que los pequeños generadores con excedentes de menos de 9MW puedan acceder a un precio estabilizado, y la definición de bloques horarios en las licitaciones de las distribuidoras.

Si bien todos estos mecanismos fomentan la entrada de fuentes renovables, no son similares entre sí, pues conllevan ciertas preferencias. Por ejemplo, la exención del pago de peajes por el uso del sistema de transmisión, favorece más bien a las fuentes de ER lejanas de los centros de consumo. Al traspasarse directamente a los clientes el costo de las nuevas líneas, estos generadores no perciben el costo asociado a la solución de transmisión asociada a su proyecto¹.

* Este artículo fue financiado por Solar E, sin embargo, su contenido es de exclusiva responsabilidad del autor.

¹ Estos costos pagados de manera lateral al precio también se han extendido a otros conceptos, como

Acerca del Autor

Cristián Marcelo Muñoz es Director Fundador de BdE (Breves de Energía), Profesor Asociado Adjunto en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile y Profesor del Diplomado de Regulación en la Universidad de Chile. También es perito en materias de energía eléctrica. Columnista estable en los diarios La Tercera-El Pulso y El Mostrador, en donde ha escrito diez columnas relacionadas con economía de la energía y cambio climático.

Cristián es Ingeniero Civil Electricista, Magíster en Administración de Empresas y MBA de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Su área de investigación es la Economía de la Energía y el Medio Ambiente en donde es autor de más de 20 artículos académicos publicados en prestigiosas revistas nacionales e internacionales y más de 70 artículos o notas publicadas en BdE. También participó en la elaboración del capítulo Microeconomic Reforms and Competition in the Electricity Market, del libro Growth Opportunities for Chile, editado por Vittorio Corbo.

Ha sido Profesor Visitante en el Program on Energy and Sustainable Development (PESD) de la Universidad de Stanford e invitado como Lecturer a dictar el curso Chilean Energy System: Thirty Years of Market Reforms.

Cristián posee más de veinte años de experiencia en el sector de energía. Fue parte de los Directorios del CDEC-SIC y CDEC-SING (hoy Coordinador Eléctrico Nacional) y Gerente de Regulación y Cambio Climático en AES Gener hasta marzo de 2018. En estas posiciones trabajó en propuestas relacionadas con políticas energéticas, ambientales y climáticas.

También ha sido invitado a presentar en la Comisión de Minería y Energía de la Cámara.

Email de contacto cmmunozm@brevesdeenergia.com.



La opción de acceder a un precio estabilizado (PE) es un estímulo a los pequeños generadores, los que normalmente están sumergidos en las redes eléctricas. El efecto del PE es similar al de vender su energía en un contrato financiero de suministro, permitiéndoles acceder a financiamiento para proyectos que de otro modo difícilmente podrían lograr.

Si bien en la actualidad los pequeños generadores suman cerca de 1.000 MW, 4% de la capacidad instalada en el sistema,

por ejemplo, los servicios de red asociados a la incorporación de fuentes renovables.

sólo poco menos de la mitad, 436 MW, han tomado la opción de vender su energía a un PE. Las centrales solares fotovoltaicas (FV) representan el 74% de esta capacidad, el 21% son pequeñas hidroeléctricas, y el restante 6% proviene de centrales eólicas y térmicas. Más del 60% de esta capacidad se ha sumado al sistema desde enero de 2017, principalmente, centrales solares fotovoltaicas. El explosivo aumento de centrales solares se debe al bajo precio de los paneles solares de procedencia China, y no es sólo novedad en Chile².

² Por ejemplo, en España existe una capacidad en proyectos en espera de unas tres veces el tamaño del sistema eléctrico de ese país. Ver Noceda (2019).

Entre enero de 2017 y febrero de 2019, prácticamente el 90% de la energía generada bajo la opción del PE provino de centrales solares FV y pequeñas hidroeléctricas, casi en partes iguales. En ese período, el costo de mantener un PE alcanzó a US\$8 millones en valor presente, 0,06% de las ventas totales de electricidad del sistema. En perspectiva, este costo equivale a un cargo de US\$0.05 por cada megavatio-hora –0,03 pesos por cada kilowatt-hora– demandado en el sistema, un 5% del cargo asociado a la operación de las centrales termoeléctricas en sus mínimos técnicos operacionales y sólo un 3,5% del cargo asociado a la línea que interconectó los sistemas Norte y Central.

El mayor costo de esta política se explica porque el PE estuvo por sobre el precio mayorista del sistema³, costo marginal de la energía⁴, en un valor equivalente a 6 dólares por cada megavatio-hora de energía inyectada al sistema por los pequeños generadores, un 6% del Precio Medio de Mercado (PMM). Sin embargo, debido a la mecánica del cálculo de este precio, que da cuenta con cierto retardo de la dinámica del precio del mercado, debería esperarse que en la próxima década ambos precios converjan.

Puesto que los generadores, en su condición de comercializadores de energía, asumen el costo o beneficio de las diferencias entre el PE y el precio del mercado mayorista, en este período, el 70% del costo de la política fue absorbido,

³ El PMM es el precio equivalente de suministro de todos los contratos de energía del sistema. El PMM se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión Nacional de Energía, correspondientes a una ventana de cuatro meses.

⁴ La velocidad de esta convergencia dependerá de cuán rápido se incorporen en el cálculo del PE los nuevos contratos de suministro con precios más representativos del costo actual de las tecnologías.

en diferentes proporciones, por Enel, AES Gener, Colbún y Engie.

Por último, la energía generada por estas centrales habría desplazado un millón de toneladas de CO₂ a un costo promedio de 6 dólares por cada tonelada de CO₂ reducida por encima del costo que habría implicado abatir estas emisiones con centrales renovables de gran escala⁵.

En el resto de este artículo explico en mayor detalle en qué consiste el mecanismo de PE y sus resultados.

CONTEXTO DE LAS POLÍTICAS DE FOMENTO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE

El primer impulso a las energías renovables se dio con la ley N°19.940 de 2004, Ley Corta 1 y su objetivo fue el fomento de los pequeños generadores renovables. Estos señalaban como dificultades para su desarrollo, el excesivo costo que se les asignaba por el uso de los sistemas de transmisión y la falta de interés de los grandes clientes en firmar contratos de suministro de largo plazo. Ambas situaciones redundaban en altos costos de financiamiento.

Así, la ley N°19.949 definió dos elementos que se creía impulsarían el desarrollo de los pequeños generadores. El primero consistió en eximir a los pequeños generadores renovables del pago de peajes por el uso del sistema troncal⁶. Además, esta misma ley abrió la opción a los

⁵ Este cálculo es muy sensible al supuesto de la generación termoeléctrica que sería reemplazada por las fuentes de ER.

⁶ La ley 19.940 agregó el artículo 71-7 que establecía la exención del pago de peajes para generadores renovables que inyectaran a la red excedentes de no más de 20 MW. Posteriormente, la Ley 20.936 de 2016, Ley de Transmisión, reemplazó todo el capítulo que se relacionaba con los sistemas de transporte de energía eléctrica y definió un traspaso directo del costo de transmisión al cliente.

generadores con excedentes de no más de 9 MW – de fuentes renovables o no – de vender su energía y potencia, ya sea en el mercado de transferencias spot, al precio mayorista o costo marginal de la energía y potencia, o bien a precios estables definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁷. Un reglamento posterior definió que estos precios estabilizados debían ser los precios establecidos semestralmente por la Comisión y que se usaban como referencia en la contratación de suministro entre generadores y distribuidores.

La definición de un precio estabilizado ya había probado ser exitoso en la contratación entre generadores y distribuidoras. En efecto, un precio estable, con un mecanismo de cálculo definido en la misma ley, permitía acceder a los generadores a financiamiento barato para la construcción de las nuevas centrales que respaldarían el contrato comprometido con las distribuidoras. En consecuencia, el Regulador decidió extender la idea de un precio estable, que fuera calculado administrativamente, facilitando el acceso a fuentes de financiamiento a los proyectos que, en ese momento, eran principalmente pequeñas centrales hidroeléctricas.

En 2008, la ley N°20.257 definió una meta escalonada de suministro con fuentes renovables no convencionales, llegando a 10% en 2024. La ley definió que fueran los grandes generadores quienes debían incorporar esta obligación en el suministro de sus contratos⁸. Posteriormente, en 2013, la Ley 20.698 aumentó esta meta a un 20%

⁷ Este es un párrafo adicional agregado en el artículo N°91 por la ley N°19.940. Actualmente es el artículo N°149 del DFL N°4.

⁸ La regulación implementada en Chile es similar a un Portafolio Estándar de Energía Renovable (RPS por sus siglas en inglés), que ha sido usada preferentemente en los Estados Unidos. Una mayor discusión se puede ver en Muñoz y Wolak (2012).

para el año 2025, y le entregó al Ministerio de Energía la opción de convocar a licitaciones en caso de ser necesario.

Finalmente, la ley N°20.936 de 2016, o Ley de Transmisión, derogó el esquema de pago de peajes por el uso del sistema de transmisión establecido en la ley N°19.940. Básicamente, en el esquema derogado los generadores pagaban parte de las líneas de transmisión, situación que hacía que también asumieran los errores de planificación, lo que imponía cierta disciplina y preocupación por los costos y eficiencia de la solución completa de suministro. En su reemplazo, la ley de transmisión definió cargos medios que son traspasados directamente a la cuenta de los clientes, lo que definitivamente eliminó la señal de eficiencia en la localización de los proyectos⁹.

LOS CONTRATOS POR DIFERENCIA EN EUROPA

El mecanismo de precio estabilizado también ha sido usado en Europa. El Contrato por Diferencia (CpD) es un mecanismo usado por los reguladores europeos con el objetivo de promover la instalación de centrales con bajas emisiones de carbono, entre ellas las fuentes renovables. Así el CpD fue uno de los cuatro elementos claves en la

⁹ Antes de la Ley N°19.940 cada generador decidía dónde instalar una nueva central y contrataba las ampliaciones o nuevas líneas que se necesitaban negociando bilateralmente con la empresa de transmisión. Así, la transmisión seguía a la generación; los pagos de cada generador se fijaban en una negociación bilateral regulada por la ley. En gran medida, la Ley Corta 1 mantuvo la idea de asignar el costo de la red por uso. Sin embargo, la identificación de las nuevas líneas, anteriormente una responsabilidad de cada generador, quedó en manos de un estudio de planificación que cada cuatro años dirigía la CNE y ejecutaba un consultor. La Ley N°20.936 eliminó todo este esquema para las nuevas líneas, y definió un complejo sistema mixto de pago para las instalaciones existentes. Para un mayor análisis de la Ley N°20.936 véase Muñoz (2018) y Muñoz y Galetovic (2015).

reforma del mercado de electricidad que se implementó en el Reino Unido en 2013, con el objetivo de descarbonizar a la industria de generación de electricidad¹⁰.

El CpD no es más que un mecanismo que entrega el equivalente a un contrato financiero de suministro a los generadores renovables, que no tienen mayor posibilidad de obtener contratos de largo plazo, por lo tanto es similar al mecanismo de precio estabilizado en Chile.

Al igual que en cualquier contrato financiero de suministro, el generador puede vender su energía al precio estabilizado del contrato. Si resulta que el precio del contrato está por encima del precio mayorista o precio spot, entonces el generador ganará la diferencia de precios. Por el contrario, si la diferencia es negativa, el generador habrá perdido la oportunidad de obtener una mayor ganancia vendiendo su energía en el mercado mayorista.

En general, en un contrato financiero el generador evita las fluctuaciones del precio spot, sin embargo, gana flujos financieros estables, situación que le permitirá acceder a menores costos de financiamiento. Por su parte, el cliente también se beneficia al evitar las fluctuaciones del precio spot.

En el Reino Unido, el CpD es un contrato de largo plazo entre el generador y una Compañía de Contratos de bajo Contenido de Carbono, LCCC por su acrónimo en inglés, de propiedad del estado. Este contrato dura unos quince años y el precio, respecto del cual se miden las diferencias, es acordado entre el generador y la LCCC. Los pagos que debe realizar el LCCC se financian mediante un cargo adicional que los comercializadores

¹⁰ Reino Unido (2013). Los otros elementos fueron un precio mínimo a las emisiones de CO₂ en el sector generación, un límite a las emisiones de las nuevas centrales termoeléctricas y la inauguración de un mercado de capacidad.

de electricidad podrán traspasar a los consumidores de electricidad¹¹.

En este caso, el regulador determina el precio necesario que debe pagar a los generadores renovables, de modo de fomentar su incorporación al sistema. El precio suele ser diferenciado por tecnología. El principal inconveniente de este tipo de regulación es que si el precio es demasiado generoso, se incorporará más generación renovable que la deseada, implicando un escalamiento en los costos. Esta situación llevó a algunos países de Europa a mejorar el CpD introduciendo un mecanismo de subastas¹².

EL PRECIO ESTABILIZADO EN CHILE

La ley N°19.940 definió que los generadores que pueden acceder a la opción de vender su energía a un precio estabilizado calculado por la CNE, son aquellos cuyos excedentes entregados a la red no superen los 9 MW. Posteriormente, el Decreto Supremo N°244 de 2005 (D.S. N°244) formalizó la definición de los pequeños generadores, dependiendo del nivel de voltaje en el que conectan y de si son fuentes de ER¹³.

El D.S. N°244 también definió que el precio estabilizado debía ser el Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP) de energía y potencia, calculado semestralmente por la Comisión. Asimismo, en 2015, el Decreto Supremo N°101

¹¹ Mecanismo conocido con *feed-in tariff*. Para una mayor explicación de los mecanismos de promoción a las energías renovables véase Muñoz y Wolak (2012).

¹² Welisch M., R. Poudineh (2019).

¹³ El D.S. N°244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, clasifica a los pequeños generadores con excedentes a la red de no más de 9 MW, como Pequeños Medios de Generación (PMG) si conecta en redes de transmisión, o bien, como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) si conecta en redes de distribución. Además, en caso de que los excedentes inyectados a la red sean inferiores a 20 MW y provengan de Medios de Generación de Fuentes no Convencionales, quedan en la categoría de (MGNC).

(D.S. N°101) especificó con mayor detalle los requerimientos de conexión y la asignación de los costos o beneficios de la aplicación del PE, entre el resto de los generadores que retiran energía desde el sistema.

El PNCP es calculado semestralmente y resulta de la comparación entre el costo marginal proyectado en un horizonte, que cubre algunos años y el PMM¹⁴. 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, Ley Corta 2, correspondía al precio máximo al cual las distribuidoras podían contratar energía a los generadores en contratos de largo plazo. 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 distribuidoras¹⁵.

Así, los pequeños generadores pueden optar cada cuatro años a vender toda su energía al sistema a un precio regulado pero estable, calculado por la CNE. Mientras que las diferencias con respecto

¹⁴ El precio spot está sujeto a fuertes variaciones, aún durante períodos cortos. Al generarse la ley en 1982 se pensó que las variaciones de esa magnitud eran inaceptables para usuarios residenciales y empresas pequeñas. Por eso, se reguló el precio al cual los distribuidores la venderían a los usuarios cuya potencia instalada era menor que dos MW, límite que se disminuyó posteriormente a 500 kW, este es el precio de nudo de corto plazo (PNCP). El PNCP proviene del cálculo de una anualidad equivalente, que considera una proyección del costo marginal para un horizonte de planificación de varios años. De modo que el PNCP fuera representativo del precio del mercado, se estableció que debía estar dentro de una banda definida por el precio de los contratos con clientes. En 2005, la ley N°20.018 y por los cortes del gas natural de Argentina, estableció un complejo sistema de bandas que dura hasta la actualidad. Esta misma ley instauró que las distribuidoras debían licitar su suministro a clientes regulados y adjudicarla a los menores precios ofrecidos, postergando el uso del PNCP sólo a los contratos firmados con anterioridad a esta ley. En Galetovic y Muñoz (2010) y Galetovic y Muñoz (2011) se explica cómo se calcula el PNCP y se describe el procedimiento de bandas que se usa para compararlo con el PMM.

¹⁵ Ley 20.805 de 2015, Ley de Licitaciones. Mayores detalles se pueden encontrar en Muñoz y Galetovic (2014a), y Muñoz y Galetovic (2014b).

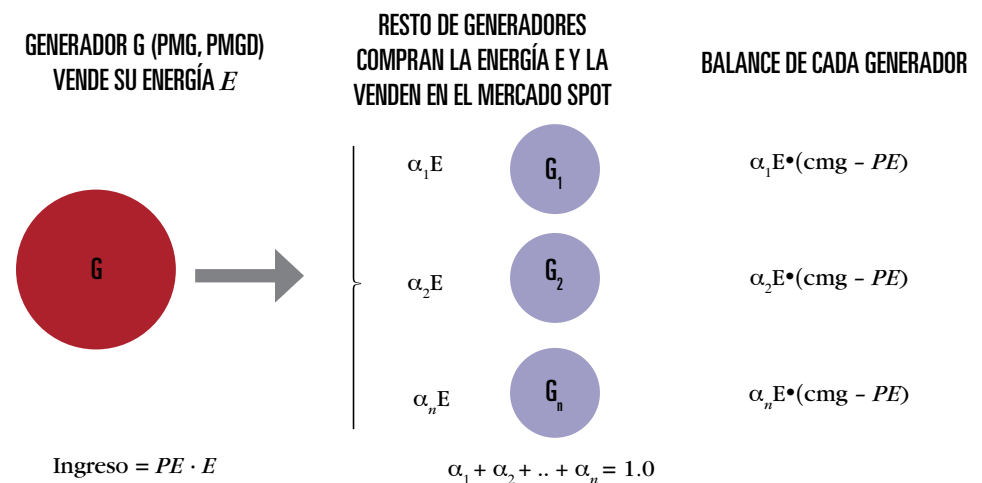
al precio del mercado mayorista, o costo marginal de la energía, son absorbidas por el resto de los generadores según una prorrata de asignación, que es en función de sus retiros de energía¹⁶.

El PE tiene un efecto similar a cualquier contrato financiero de suministro y quienes compran este contrato regulado son los grandes generadores incumbentes. De este modo, según se muestra en la figura, como cualquier otro contrato financiero de suministro, el pequeño generador

vende su energía E al precio estabilizado PE del contrato, logrando un ingreso financiero estable. Por su parte, el resto de los generadores compran la energía E y la venden en el mercado mayorista al precio cmg , así su ganancia (o pérdida) estará determinada por la diferencia entre ambos precios.

Si resulta que PE está por debajo de cmg , entonces el generador comprador ganará la diferencia de precios, logrando un balance neto positivo y beneficiándose de la operación. En caso contrario, su balance será negativo, pues habrá comprado energía a un precio mayor al del mercado mayorista.

FIGURA 1. ESQUEMA DEL MECANISMO DEL PRECIO ESTABILIZADO



¹⁶ El artículo N° 41 del D.S. N°101, establece que el resto de los generadores compran la energía generada por los pequeños generadores, según la proporción que representan sus retiros de energía para abastecer a sus clientes, respecto del total de retiros del sistema.

A través de este contrato financiero, cuyas condiciones de precio y comprador son definidas administrativamente por el regulador, el pequeño generador evita las fluctuaciones del precio spot y gana ingresos financieros estables, lo que le permitirá acceder a menores costos de financiamiento para su proyecto.

No debe perderse de vista que el PE es un mecanismo para promover la llegada de centrales de energía renovable, situación que podría implicar que el PE no necesariamente coincida con el precio del mercado mayorista. De hecho, el PE podría estar por encima del precio del mercado mayorista. Todo dependerá de la magnitud del fomento que el regulador quiera entregar a las fuentes renovables y de la estabilidad de este mecanismo.

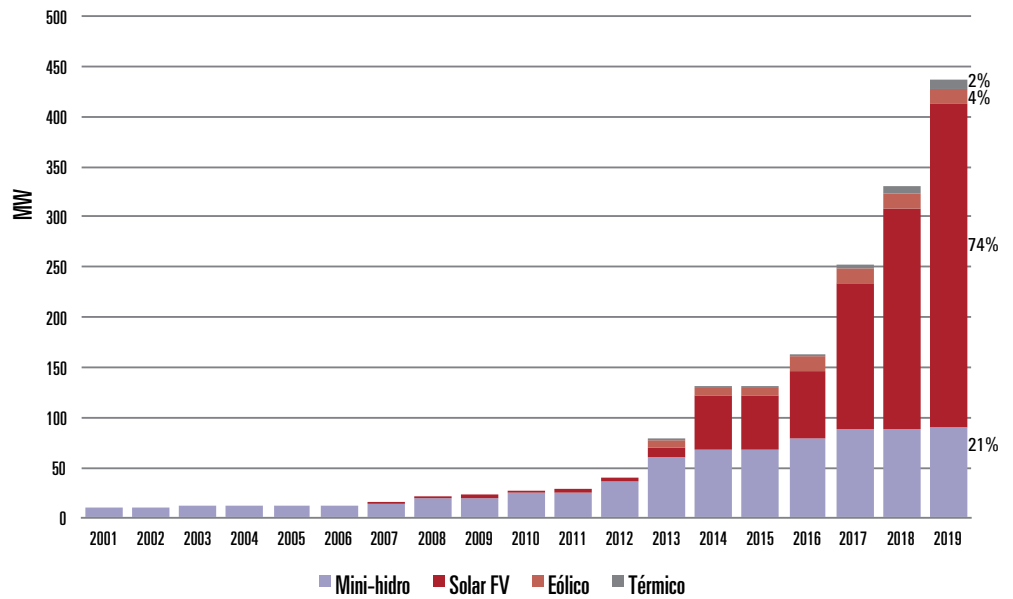
RESULTADOS DEL PRECIO ESTABILIZADO

En la categoría de pequeños generadores menores de 9 MW existen unos 966 MW, de los cuales sólo 436 MW están sujetos a la modalidad del PE, poco menos del 2% de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Según se muestra en la figura 2, a febrero de 2019 las centrales solares FV representan el 74% de la capacidad instalada, el 21% son pequeñas hidroeléctricas, 4% son centrales eólicas y menos del 2% son térmicas. A partir de 2014, se aprecia un importante aumento en la capacidad solar FV.

Por su parte, según se muestra en la figura 3, entre enero de 2017 y febrero de 2018 las centrales sujetas a la modalidad del PE generaron 1.302 GWh, menos del 1% de la generación total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En ese período, casi el 50% de la energía generada provino de las centrales solares FV, el 42% de pequeñas hidroeléctricas, y el resto de centrales eólicas y térmicas, 5 y 4% respectivamente. Entre esos meses, la energía generada bajo el régimen del PE creció unas 8 veces, el equivalente a un crecimiento mensual de 8%.

FIGURA 2. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACOGIDA AL RÉGIMEN DEL PRECIO ESTABILIZADO

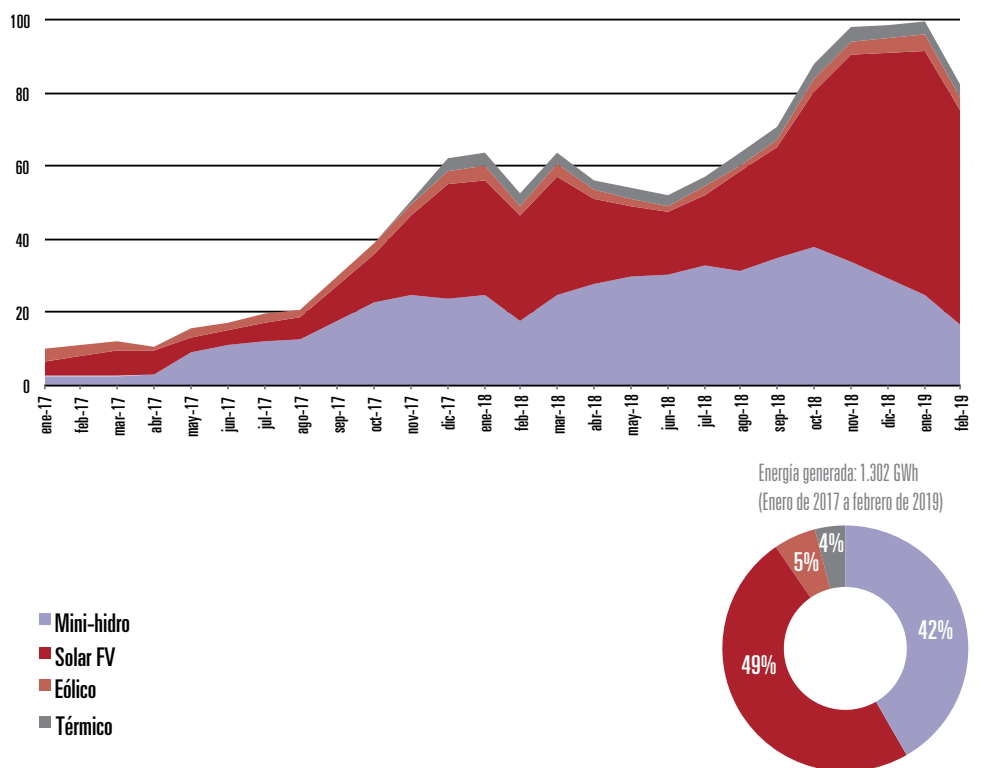
Fuente: Estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional.



* Porcentajes a febrero de 2019.

FIGURA 3. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA POR CENTRALES SUJETAS AL PRECIO ESTABILIZADO

Fuente: Estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional.



EL COSTO DE ENTREGAR UN PRECIO ESTABILIZADO

Según se aprecia en la figura 4, entre enero de 2017 y febrero de 2019, en casi todos los meses el PE estuvo por encima del precio del mercado mayorista, costo marginal del sistema, en un valor equivalente a US\$6 por cada megavatio-hora de energía inyectada al sistema por los pequeños generadores, 6% del PMM. De este modo, el costo de mantener un PE implicó US\$8 millones en valor presente, 0,06% de las ventas totales de electricidad del sistema en ese período.

En perspectiva, el costo asociado al PE equivale a un cargo de US\$0.05 por cada MWh demandado en el sistema, 5% del cargo asociado a la operación de las centrales termoeléctricas en sus mínimos técnicos operacionales y sólo un 3,5% del cargo asociado a la línea que interconectó los sistemas Norte y Central.

El costo neto del mecanismo del PE se explica, pues en los últimos años, el PNCP ha estado por encima del precio mayorista del sistema. En efecto, el PNCP ha estado dando cuenta del precio de mercado existente en los contratos firmados con anterioridad al 2015, fecha en la que recién empezó la caída de los precios de las centrales solares y eólicas.

Adicionalmente, las congestiones del sistema de transmisión al norte de la barra de Quillota, han agravado esta situación provocando que las diferencias a favor del PE sean sustancialmente notorias, según se aprecia en la figura 5.

En el mismo período, según se muestra en la figura 6, los generadores que compensaron las diferencias entre el costo marginal y el PE, según sus prorratas de retiros de energía desde la

red, fueron Enel 33%, Colbún 18%, AES Gener 14%, y Engie 5%. Mientras que el restante 30% fue asumido por el resto de los generadores. El monto del traspaso de este costo a los clientes finales dependerá finalmente de la política de contratación que tenga cada generador.

FIGURA 4. CARGOS ASOCIADOS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Fuente: Elaboración propia base a datos obtenidos de las estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional y de la Comisión Nacional de Energía

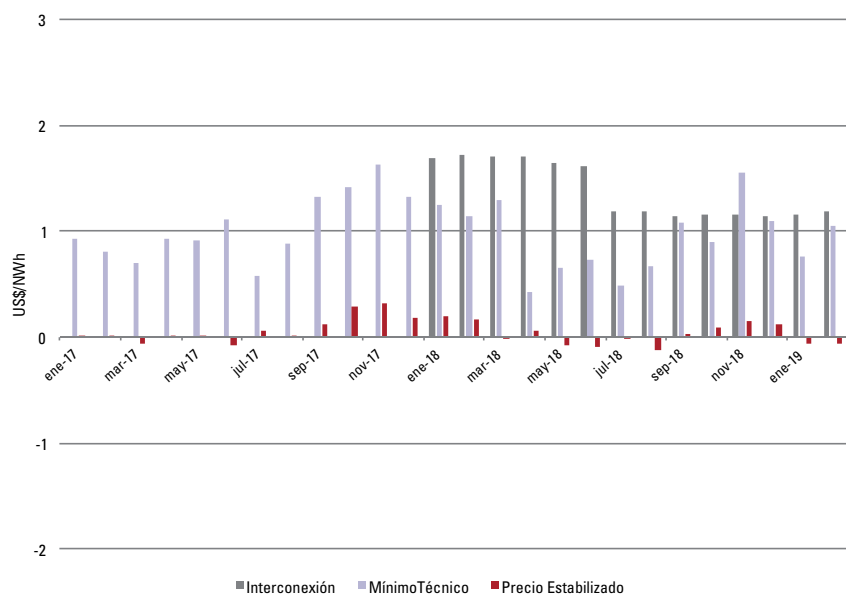


FIGURA 5. DESVIACIONES DEL PE RESPECTO DEL PRECIO MAYORISTA

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de las estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional y de la Comisión Nacional de Energía.

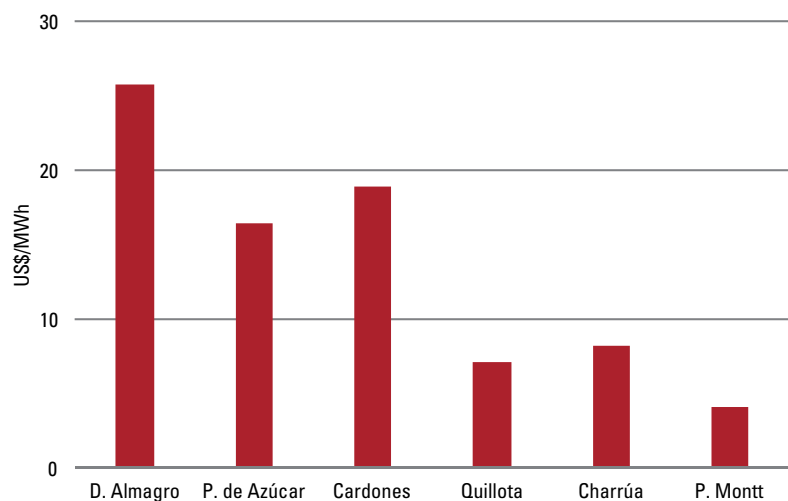
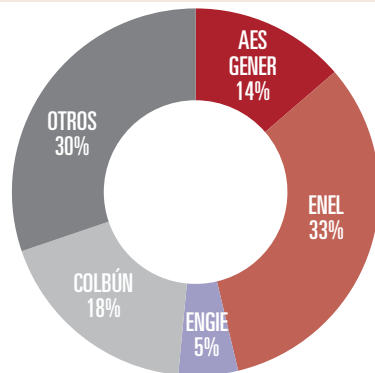


FIGURA 6. ASIGNACIÓN DE LAS DIFERENCIAS GENERADAS POR EL PRECIO ESTABILIZADO ENTRE ENERO DE 2017 A FEBRERO DE 2019.

Fuente: Datos obtenidos de las estadísticas del Coordinador Eléctrico Nacional.



REDUCCIONES DE EMISIONES DE CARBONO

Para calcular las reducciones de emisiones de carbono y su costo entre enero de 2017 y febrero de 2019, se puede usar como caso base el presentando en CNE (2016). En este ejercicio de planificación óptima preparado para la fijación de precios de nudo de abril de 2016, la Comisión proyectaba una expansión basada en fuentes de energía renovable, principalmente grandes centrales solares fotovoltaicas y eólicas, todas ellas con una potencia superior a 9 MW. Es así que cualquier generación con fuentes renovables adicional a la expansión óptima, reemplaza principalmente generación a carbón de las centrales existentes¹⁷, siendo éste el caso de la generación proveniente de fuentes renovables sujetas al régimen del PE.

Como consecuencia de este supuesto, la generación de las pequeñas centrales habría contribuido a reducir poco más de 1 millón de toneladas de CO₂, 0,6% de las emisiones del país en ese período, y a

un costo adicional, respecto del costo de mitigar con tecnologías renovables a gran escala, de US\$6 por cada tonelada^{18, 19}. Este cálculo no considera el beneficio adicional relacionado con las menores emisiones de contaminantes locales, asociados a la generación termoeléctrica, o bien, el impacto de estas centrales en las redes de transmisión.

¹⁸ El costo del mecanismo del PE dividido en las reducciones de CO₂.

¹⁹ Poch (2017) reporta los costos de abatir CO₂ con fuentes de energía renovable de gran escala.

¹⁷ Supuesto similar al usado en Poch (2017).

CONCLUSIONES

El PE se enmarca dentro de las políticas de fomento de las ER que se han definido en Chile, y por lo tanto, debe ser evaluada en el contexto de una política climática, con fines de reducir emisiones de carbono.

La energía cubierta por el régimen del PE ha crecido en ocho veces en los últimos dos años, con un costo para el sistema de US\$8 millones, 0,06% del total de las ventas de energía.

Asimismo, la incorporación de nuevas centrales renovables bajo el esquema del PE tendría asociada una reducción de emisiones de un millón de toneladas, con un costo que en promedio superaría en US\$6 el costo de mitigar CO₂ con fuentes renovables de gran escala.

El PE ha sido eficaz en atraer nueva inversión en centrales de ER, probablemente, debido a que el cálculo del PNCP está establecido en la ley y a que, en los últimos años, ha estado por encima del precio mayorista del sistema. Sin embargo, la incorporación paulatina en el cálculo del PE de los contratos de suministro firmados con posterioridad a 2015 y la ampliación de las líneas que van hacia al norte deberían determinar que en el transcurso de la próxima década las diferencias en favor del PE sean cada vez menores.

Como sea, si bien, las ER contribuyen a que Chile pueda cumplir con las reducciones de CO₂ comprometidas en París, éstas deben ser las de menor costo para el país. Así, el costo de las reducciones de CO₂ asociadas al PE debe compararse con el costo de otras políticas de fomento a las ER.

Sin embargo, una comparación correcta requiere precisar los costos asociados a la incorporación de cada una de las fuentes de ER. Por ejemplo, los grandes generadores eólicos y solares FV que se conectan en la zona norte del país, podrían ser menos costosos, por unidad de potencia instalada, que la generación con esas mismas tecnologías pero distribuida en las redes eléctricas, sin embargo, requieren de importantes inversiones en líneas de transmisión. Por otro lado, debido a su volatilidad, estas centrales requieren de costosos respaldos termoeléctricos, mientras que la generación hidroeléctrica, solar de concentración, y geotérmica, podría requerirla en menor medida.

Sólo al considerar en una evaluación todos estos costos se podrá identificar cuál es la ER que permite lograr las reducciones más eficientes para el sistema, y en consecuencia, la política de fomento más apropiada para el país.

REFERENCIAS

CNE, 2016, Informe de Precios de Nudos de abril de 2016, Comisión Nacional de Energía.

Galetovic A. y C. Muñoz, 2011, Regulated Electricity Retailing in Chile, Energy Policy 39, 6453–6465.

Galetovic A. y C. Muñoz, 2010, La elasticidad de la demanda por electricidad y la política energética, El Trimestre Económico, México, vol. LXXVII (2), núm. 306, abril-junio, pp. 313-34.

Muñoz C., 2018, Peajes de transmisión en Chile: Cómo se asignan, disponible en Breves de Energía, www.brevesdeenergia.com.

Muñoz C. y A. Galetovic, 2015, La economía de la red de transmisión en Chile, disponible en Breves de Energía, www.brevesdeenergia.com.

Muñoz C. y A. Galetovic, 2014a, Notas sobre el proyecto de ley de licitaciones de distribuidoras, disponible en Breves de Energía, www.brevesdeenergia.com.

Muñoz C. y A. Galetovic, 2014b, Un análisis económico de las nuevas licitaciones de clientes regulados, disponible en Breves de Energía, www.brevesdeenergia.com.

Muñoz C., y F. Wolak, 2012, An Evaluation of the Chilean 20/20 Proposal for Renewable Energy Deployment, Disponible en Breves de Energía, www.brevesdeenergia.com.

Noceda M., 2019, El Gobierno quiere endurecer los permisos para las instalaciones renovables por la sobredemanda, El País, España.

Poch, 2017, Actualización de la proyección de emisiones 2017- 2030 y análisis medidas de mitigación de CO₂ equivalente, disponible en www.generadoras.cl.

Welisch M. y R. Poudineh, 2019, Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK, the Oxford Institute for Energy Studies.

Reino Unido, 2013, Electricity Market Reform – Contract for Difference: Contract and Allocation Overview, Department of Energy and Climate Change, disponible en <https://assets.publishing.service.gov.uk>.

Términos y condiciones de uso del material de BdE

Todos los desarrollos publicados en Breves de Energía, son originales, y están protegidos por la ley chilena de propiedad intelectual. Por lo tanto, el uso que se haga sin nuestro permiso puede infringir nuestros derechos de autor, lo que puede resultar en responsabilidades personales y corporativas.

Mayores detalles de nuestra política del uso del material de Breves de Energía, los podrá encontrar en la sección Términos y Condiciones.