

Impacto real en el sistema del régimen de Precio Estabilizado

Minuta



CONTEXTO

La definición y regulación de la operación de los Pequeños Medio de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida fue establecida en el Decreto N° 244 (2006) del Ministerio de Economía y posteriormente modificado por el Decreto N° 101 (2014).

Allí se definen los PMGD como Unidades de Generación con excedentes de potencia menor o igual a 9 MW, conectados a la red de una compañía de distribución autorizada o cualquier línea de distribución que use tierras públicas. Además se establece que todo PMGD operará bajo el régimen de auto despacho, el que otorga la libertad de determinar la capacidad y energía que el propietario puede inyectar a la correspondiente red de distribución.

Entre las atribuciones con las que cuentan los PMGD, se encuentra la posibilidad que tiene el propietario u operador que participa en los balances de inyecciones y retiros, de elegir entre (i) vender energía al sistema al costo marginal instantáneo o (ii) vender energía a un precio estabilizado.

- La elección debe comunicarse al CEN al menos 6 meses antes de la entrada en operación.
- La opción elegida implicará una adhesión al régimen por un período mínimo de 4 años.

La renovación o cambio de régimen debe ser comunicado al CEN al menos 12 meses antes del término de cada período de 4 años.

El Precio Estabilizado referido que será usado la valoración de las inyecciones de energía será el "Precio de Nudo de corto plazo de Energía (PNCP-E)" del nodo del sistema troncal asociado a la subestación primaria de distribución de inyección del PMGD. Estos serán calculados para cada nodo del sistema troncal dos veces al año por la CNE, e informados en el Informe Técnico Definitivo (ITD) haciéndose cumplir a través del correspondiente "Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo".

La implementación de este régimen de precio estabilizado ha permitido el desarrollo de proyectos renovables no convencionales de menor escala que en otro contexto no hubiesen podido acceder a financiamiento dadas las condiciones de precios de energía y contratación del mercado eléctrico nacional.

La siguiente minuta resume los efectos que ha tenido el aumento de proyectos desarrollados bajo este régimen en cuanto a sus beneficios y costos sistémicos reales.

INTRODUCCIÓN

La importante penetración de las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile desde el 2014 fue inicialmente impulsada por centrales de gran tamaño, ligadas a contratos de suministro a largo plazo firmados con grandes consumidores o empresas distribuidoras a raíz de las licitaciones organizadas por el Gobierno y la CNE.

A este fenómeno se suma desde hace casi 3 años una importante actividad de desarrollo, financiamiento y construcción de centrales PMGD debido a sus atractivas características:

- Tamaño de proyecto e inversión mucho más manejable para desarrolladores e inversionistas;
- Desarrollo más expedito por estar, en algunos casos, exentos de Declaración de Impacto Ambiental (DIA) y se conectan en redes de distribución;
- Posibilidad de adherirse a un esquema de remuneración que asegure estabilidad en los flujos financieros: Régimen de Precio Estabilizado.

El Régimen de Precio estabilizado permite que toda la energía producida por el PMGD adherido sea remunerada a dicho precio, independientemente de la hora a la cual ha sido producida.

Esta posibilidad de régimen fue otorgada en el año 2006 con la publicación del Decreto Supremo N°244 como incentivo para la proliferación de este segmento de generación debido, por una parte, a los altos beneficios que representan para el sistema en su conjunto al tratarse de generación distribuida y, por otra parte, a lo difícil que les resultaba en aquel entonces conseguir un contrato de venta de energía (PPA), elemento clave para estabilizar sus ingresos y obtener financiamiento.

En los últimos años se han conectado al sistema un total de 608 MW PMGDs de los cuales 371 MW están adheridos al Precio Estabilizado. Se han anunciado en los medios de comunicación transacciones de carteras enteras de PMGDs lo cual hace esperar para el futuro más construcciones y conexiones al sistema.

Toda esta actividad, impulsada esencialmente por pequeños y nuevos desarrolladores en el segmento de generación en Chile, ha generado mucho ruido en torno a la bondad de este tipo de centrales y sobre todo en torno a la equidad del Precio Estabilizado y de su costo para el sistema.

A continuación se detallan distintos aspectos asociados a los PMGD acogidos a régimen de precio estabilizado y su impacto real en el sistema.

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

A noviembre de 2018, el Sistema Eléctrico Nacional contaba con una capacidad instalada de 23.299 MW, de los cuales 602 MW correspondían a proyectos PMGD (2.6%).

Si bien los proyectos PMGD acogidos a precio estabilizado han crecido en más de 570% en los últimos 3 años (55 MW en 2016 a 371 MW a noviembre de 2018, Figura 1), estos proyectos representan tan sólo un **1.6%** de la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional.

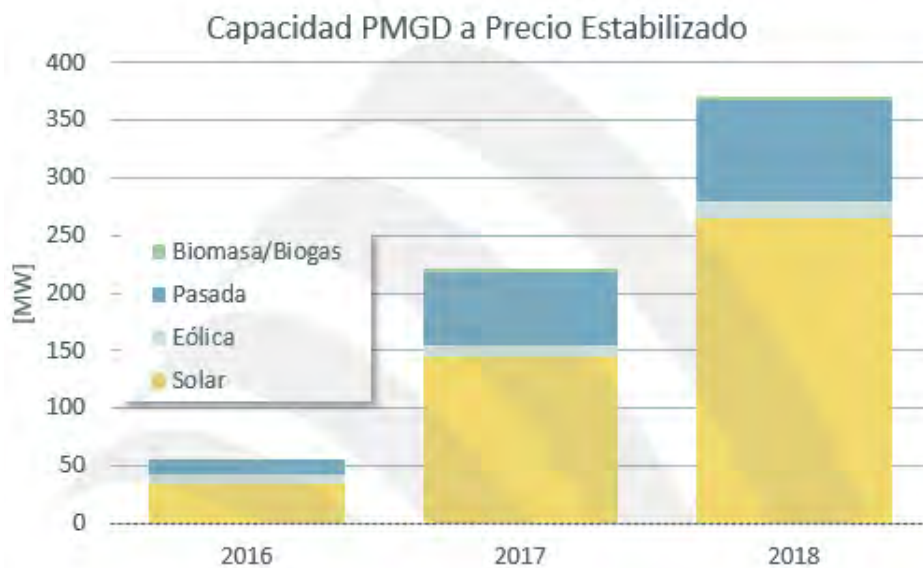


Figura 1. Evolución de proyectos PMGD acogidos a régimen de Precio Estabilizado

En cuanto a la generación, considerando el total de energía eléctrica generada entre enero 2017 y diciembre 2018, sólo el 0.4% fue producida por centrales PMGD acogida a Precio Estabilizado (Figura 2).

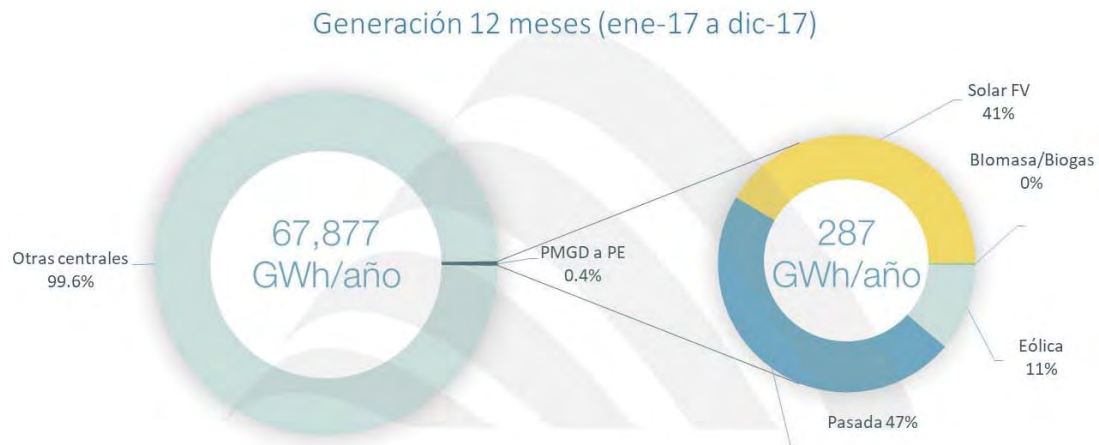


Figura 2. Participación de energía generada por PMGD en régimen de PE respecto a la generación total del SEN entre junio 2017 y mayo 2018.

Observando el periodo entre enero 2018 y diciembre de 2018, del total de energía generada en el sistema, el **1,2% fue producido por PMGD** acogidos a Precio Estabilizado. Es decir, sólo 518 GWh/año fueron generados bajo este régimen en un año en que la generación total fue de 69.431 GWh/año.

El PE ha permitido un aumento explosivo de plantas PMGD desarrolladas bajo esta modalidad de financiamiento. Sin embargo, su participación en la matriz de generación total del SEN es marginal, puesto que el 98.8% de la energía total producida proviene de centrales que no están acogida a este régimen (Figura 3).

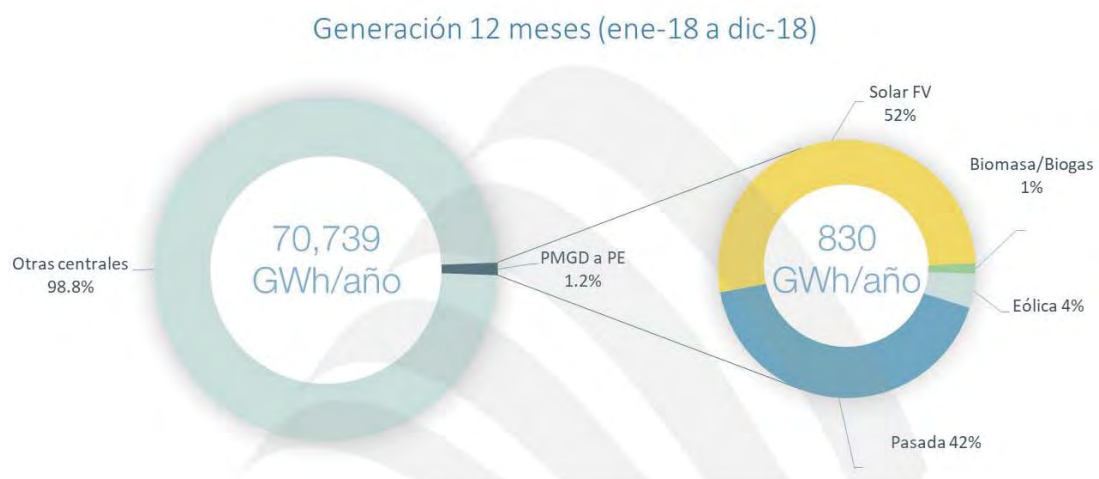


Figura 3. Participación de energía generada por PMGD en régimen de PE respecto a la generación total del SEN entre enero 2018 y diciembre 2018.

COSTE / APORTE MENSUAL DEL PRECIO ESTABILIZADO

Un PMGD acogido a régimen de PE recibirá una remuneración equivalente al Precio Estabilizado (equivalente a Precio de Nudo de Corto Plazo de Energía) calculado para su nudo de inyección.

Este precio, estático por una ventana de 6 meses, puede ser superior o inferior al costo marginal promedio de la energía en ese nodo y para ese periodo.

En caso de que el Precio Estabilizado sea superior al costo marginal de la energía, la diferencia deberá ser pagada entre todos los generadores que tengan retiros asociados, existiendo una "subvención" del sistema a favor del Precio Estabilizado en ese nodo y para ese periodo.

De manera contraria, en caso que el Precio Estabilizado sea inferior al costo marginal de la energía existe el fenómeno inverso de "subvención" desde el Precio Estabilizado a favor del sistema en ese nodo y en ese periodo.

La Figura 4 muestra a nivel sistémico el coste o aporte mensual del Precio Estabilizado (por tecnología y total) al precio de la energía. Cuando el valor es negativo implica un costo para el sistema mientras que cuando es positivo, implica un beneficio.

Si bien, si se analizara central por central el beneficio/costo que el Precio Estabilizado le ha significado, los resultados serían muy variados pues cada planta enfrenta un escenario de precios y generación distintos. Sin embargo, si se considera el sistema completo, se tiene que la generación solar PMGD acogida a PE significó una diferencia promedio de -0.04 USD/MWh para el año 2018, mientras las tecnologías eólica y de pasada significaron una diferencia aún menor.

Es importante destacar que **la escala es de céntimos de USD por MWh**, sobre un precio de energía promedio en torno a USD 59/MWh en los últimos meses.



Figura 4. Costo unitario del precio estabilizado respecto al costo marginal.

Complementariamente, la Figura 5 detalla la compensación unitaria por tecnología que ha significado el régimen de precio estabilizado para el sistema. A diferencia de lo comúnmente asumido, la tecnología más beneficiada con este régimen ha sido la generación de pasada.

Los PMGDs de tipo mini-hidro de pasada suponen en primavera un costo de USD 0,15/MWh sobre un precio de energía en primavera de USD 34/MWh (es decir un 0,4%), porque en esos meses el aumento de recurso hídrico en el sistema impulsa el costo marginal de la energía a la baja, y por ende existe una mayor diferencia entre el Precio Estabilizado y el costo marginal observado en los nodos de inyección.

Los primeros dos meses del año 2019 han mostrado una compensación positiva a diferencia del promedio de los tres años anteriores.

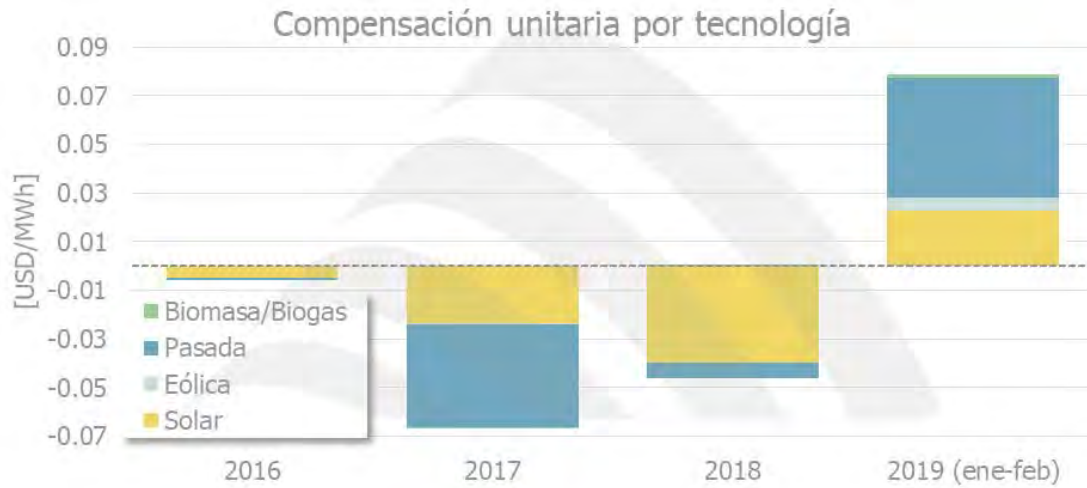


Figura 5. Compensación unitaria de PE respecto al precio de energía por tecnología

COSTO SISTÉMICO

En base al punto anterior, la existencia del Precio Estabilizado puede significar un costo o beneficio para el sistema según la variabilidad que presente el costo marginal de la energía para cada época del año y nodos de inyección.

Si se consideran los costos o beneficios totales que ha significado para el sistema el PE por año, se observa lo siguiente:

- El **2016** la remuneración de PMGDs a Precio Estabilizado significó un costo total para el sistema de **USD 0,01/MWh** sobre un precio promedio de la energía (SPOT) de USD 61/MWh, es decir **un 0,01%**.
- Para **2017** el costo total fue de **USD 0,07/MWh** sobre un precio promedio de la energía (SPOT) de USD 58/MWh, es decir **un 0,12%**.
- Para **2018** el costo total **disminuyó hasta USD 0,05/MWh** sobre un precio promedio de la energía (SPOT) de USD 65/MWh, es decir **un 0,08%**.

De esta manera, es correcto afirmar que la remuneración a Precio Estabilizado de PMGDs supone un costo para el sistema. Sin embargo, es un costo insignificante si se compara con otros cargos sistémicos que los participantes del mercado deben asumir tales como costo por peajes, sobrecostos técnicos, cuotas de funcionamiento del CEN, entre otros como muestra la Figura 6.

Para 2018, considerando valores unitarios, los pagos por peajes troncales tuvieron un costo de USD 1,87/MWh, un 98% mayor al costo unitario más bajo del sistema, correspondiente precio estabilizado (USD 0,05/MWh). Cabe destacar los altos cargos asociados a la cuota CEN, correspondientes a un costo de USD 0,8/MWh, un 94% mayor que los costos asociados a PE.

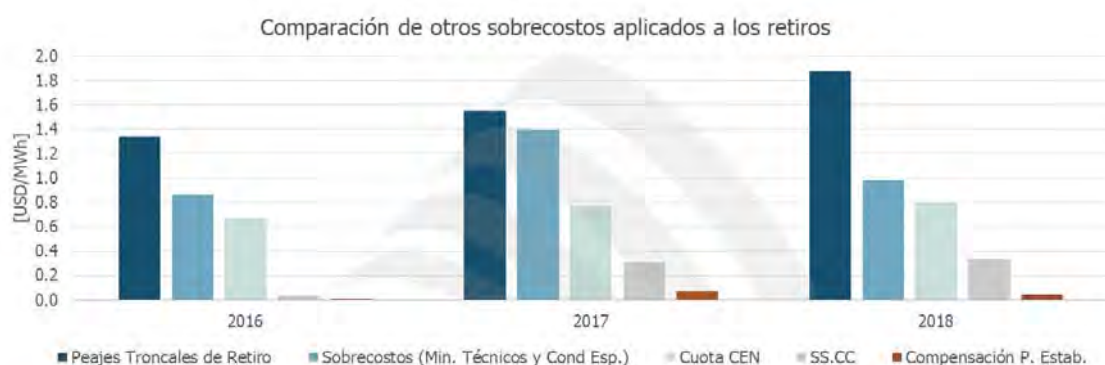


Figura 6. Costos sistémicos varios en USD/MWh, soportados por los consumidores de energía

Además de representar **el costo más bajo para el sistema** (y considerablemente más bajo), el régimen de precio **estabilizado ha generado una disminución del costo promedio de la energía en todo el sistema.**

Como se mostró en la Figura 1 y Figura 2, todos los PMGDs conectados al sistema corresponden a centrales ERNC que tienen un coste variable de generación muy cercano a cero.

Su participación en la generación diaria contribuye a hacer menos necesario el uso de medios convencionales de generación (centrales térmicas), reduciendo así el costo marginal total de la energía en el sistema.

La Figura 7 muestra el efecto de los PMGDs de desplazar a las centrales convencionales dentro del mix de generación del sistema, con lo que contribuyen a reducir el costo marginal.

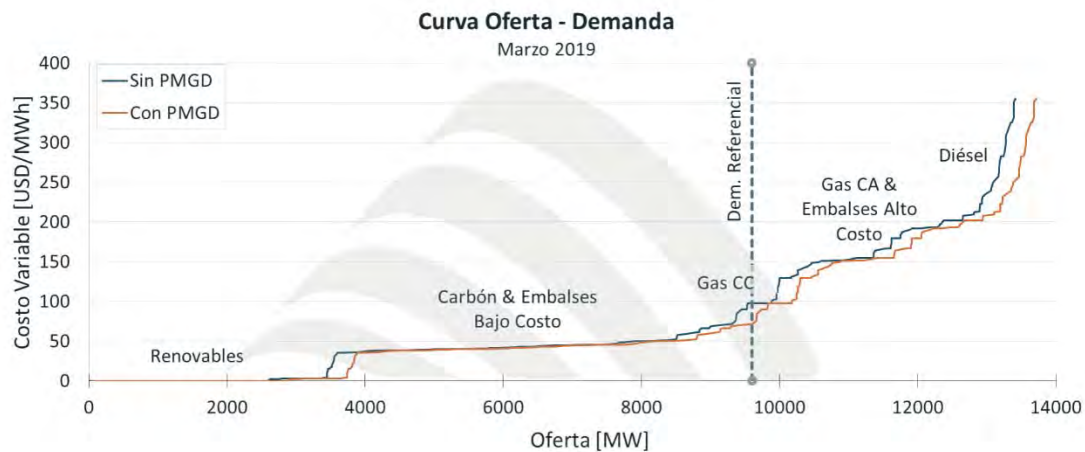


Figura 7. Contribución de los PMGD a la curva de despacho según costo variable.

La reducción del costo marginal sistémico provocado por PMGDs (varios dólares por MWh) es muy superior a su costo sistémico de USD 0,05/MWh revisado en el apartado anterior. Este aporte al sistema se espera incremente aún más a medida que vayan penetrando más centrales ERNC al sistema.

CONCLUSIONES

El Precio Estabilizado es un régimen de precio atípico y muy particular de Chile. **Su fórmula de cálculo logra reflejar correctamente el costo promedio de la energía** previsto para el sistema a largo plazo, esto dado a que combina dos componentes que reflejan los precios de energía del mercado:

- Una proyección de costos marginales a corto plazo;
- El valor promedio de los contratos de suministro (PPAs) a largo plazo existentes en el sistema en todo momento.

La aplicación de este esquema tarifario rige únicamente para proyectos PMG/PMGD caracterizados por limitarse a una capacidad máxima de 9 MW, por lo que la posibilidad de acogerse a **este régimen ha permitido el financiamiento de una gran variedad de centrales de diversas tecnologías renovables (solares, eólicas, mini-hidros, biomasa)** que sin esta herramienta no hubiesen podido financiarse.

Estas centrales han significado variados aportes al sistema de generación chileno:

1. Permiten acercar la generación a los centros de consumo (generación distribuida);
2. Rebajan significativamente el costo promedio de generación al ser energías renovables con costo variable de generación cercano a cero.

Ese gran aporte al sistema contrarresta el muy pequeño costo óptico que puede suponer en ciertas épocas del año la “compensación” que el sistema paga por la diferencia entre el costo marginal observado y el Precio Estabilizado.

El régimen de Precio Estabilizado ha significado el desarrollo de centrales renovables de menor escala, permitiendo que Chile se consiga una matriz de generación cada vez más verde, más sostenible y más económica.