

Resumen ejecutivo

Integración Energías Renovables

El estudio analiza los desafíos asociados a la Ley de Equidad Tarifaria, y su interacción con el Proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica y el cierre de centrales térmicas a carbón.

20 de agosto de 2021

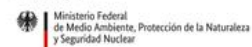


Desarrollo de estructura tarifaria de la distribución para una implementación eficiente de la comercialización en el contexto de aplicación del plan de descarbonización

20 de agosto de 2021



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania



Por encargo de:



de la República Federal de Alemania

Resumen ejecutivo

En el contexto de descarbonización del sector de generación, el estudio cuantifica los efectos de distintos esquemas que permitan mantener el funcionamiento de las medidas de Equidad Tarifaria (ET) en consistencia con el funcionamiento de la comercialización que propone el Proyecto de Ley (PdL) de Portabilidad Eléctrica, además de la interacción con el mecanismo de estabilización de precios fijado mediante la Ley N°21.185. También se analiza la coherencia entre el pago y la recaudación de potencia por parte de las distribuidoras.

Actualmente las medidas existentes de equidad tarifaria tienen como objetivo la moderación de cargos ante condiciones similares de ubicación geográfica (mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, ETR) y/o afectación por impacto de generación local (mecanismo de Reconocimiento de Generación Local, RGL).

El mecanismo de ETR tiene como objetivo reducir las diferencias entre comunas de una cuenta tipo con el mismo consumo. Este mecanismo actúa mediante Factor de Equidad tarifaria Residencial (FETR) afectando los costos de distribución (CDAT & CDBT), ecualizando una cuenta total tipo, y no sólo a nivel de la componente de distribución.

Por otra parte, el mecanismo de RGL está destinado a beneficiar a comunas intensivas en generación eléctrica, como medida de compensación por los impactos producidos por la cercanía de las centrales de generación. Actualmente este mecanismo actúa sobre los precios de energía de los clientes regulados.

La actualización de la aplicación de la Ley de ET, tanto en su componente de RGL como de ETR, se encuentra paralizada por la aplicación del mecanismo de estabilización de precios definido mediante la Ley N°21.185.

En est contexto se identificaron diferentes desafíos que se sintetizan en la necesidad de:

- Hacerse cargo de las problemáticas producidas por el traspaso de clientes regulados a libres debido a la implementación del PdL de portabilidad, y la situación actual, incluso sin la aplicación de dicho PdL.
- Considerar el impacto de la descarbonización y el cierre de centrales termoeléctricas sobre el mecanismo RGL.
- Hacerse cargo de la compatibilización de las definiciones de los distintos tipos de usuarios introducidos en el PdL de portabilidad.

- Alinear los objetivos de la Ley de ET con la Ley de Net Billing o generación residencial.
- Mejorar la definición de usuario vulnerable.

Se debe verificar que las disposiciones de la Resolución N°72, respecto de fijar el mecanismo de RGL, sean coherentes con lo establecido en la Ley de ET; específicamente respecto de los beneficios y, particularmente, los cargos del cual son responsables los clientes regulados de las comunas afectadas. Si se desea mantener las responsabilidades de asignación de los pagos definidos en la Ley de ET, la acumulación de saldos impagos definidos por la aplicación de la Ley 21.185 no sólo debe realizarse a nivel de contratos (distribuidora – suministrador), sino también individualizados a nivel de clientes por comuna.

Al respecto, se proponen 5 alternativas para reformular el mecanismo de RGL y 3 alternativas para el mecanismo de ETR. Las alternativas para el mecanismo de RGL son las siguientes:

- **Alternativa I)** Cargo y beneficio mediante nuevo ítem dentro de Cargo por Servicio Público (CSP). Esto permite asignar el cargo a todos los clientes del sistema, no sólo a los usuarios de la red de distribución.
- **Alternativa II)** Cargo mediante un nuevo ítem dentro de CSP; beneficio mediante un nuevo ítem (independiente) asociado al consumo. Esto permite asignar el cargo a todos los clientes del sistema,

no sólo a los usuarios de la red de distribución. Se visibiliza el beneficio frente al usuario final.

- **Alternativa III)** Cargo mediante un nuevo ítem dentro de CSP, beneficio mediante los CDAT & CDBT similar al actual FETR. Esto permite asignar el cargo a todos los clientes del sistema, no sólo a los usuarios de la red de distribución. Mientras que el beneficio está destinado a los usuarios de la red de distribución solamente.
- **Alternativa IV)** Cargo y beneficio como un nuevo ítem asociado a un cargo por conexión¹. En este caso se visibiliza el cargo y el beneficio. Ambos estarían destinados a los usuarios de la red de distribución.
- **Alternativa V)** No realizar ninguna modificación al mecanismo actual. Esta alternativa permite visibilizar el impacto de los cambios.

Por otro lado, para el mecanismo de ETR se proponen las siguientes tres alternativas:

- **Alternativa I)** Cargo aplicado a todos los usuarios del sistema de distribución, mientras que el beneficio está destinado a todos los usuarios pequeños², independiente de su calidad como residencial o no. En este caso se busca ampliar el beneficio a todos los usuarios bajo un cierto umbral, independiente de su calidad de residencial o no.
- **Alternativa II)** Cargo aplicado a todos los usuarios del sistema de distribución, mientras que el beneficio está destinado a todos los usuarios

¹ Propuesta mencionada en el estudio de IESD.

² Usuarios con consumo menor a 20kW, acorde al PdL de portabilidad.

residenciales, como subcategoría de los usuarios pequeños. En esta alternativa se busca asignar de manera más eficiente el beneficio a usuarios residenciales, lo que presenta una complejidad regulatoria adicional respecto de la Alternativa I, ya que requiere modificar las definiciones presentes en el PdL de Portabilidad.

- **Alternativas III)** No realizar ninguna modificación al mecanismo actual. Esta alternativa permite visibilizar el impacto de los cambios.

Respecto a las propuestas para el mecanismo de RGL, las mejores alternativas respecto de los criterios de diseño son las Alternativas I y III; aunque tienen ciertas consideraciones diferentes. La Alternativa I tiene una mayor visibilización del beneficio, mientras que la Alternativa III tiene una mayor complejidad de implementación al incorporar el beneficio como un descuento en las tarifas de distribución. La Alternativa III puede también crear una percepción de riesgo en la recaudación de la empresa distribuidora, el cual depende de la certeza de recaudación mediante el CSP.

Por otro lado, de las 3 alternativas propuestas para el mecanismo de ETR, la que tiene mejor desempeño es la Alternativa II. Esta alternativa considera crear y armonizar la definición de usuario residencial a nivel regulatorio, como un subconjunto de los usuarios pequeños ya definidos en el PdL de portabilidad, mientras amplía el cargo a todos los usuarios de la red de distribución.

Respecto de los desafíos de recaudación y pagos por potencia en las distribuidoras.

Se realizó una revisión del proceso asociado a la recaudación y pagos por potencia por parte de las distribuidoras a los clientes regulados y a los suministradores respectivamente. Dado el análisis se identifican las siguientes problemáticas.

1. Existe un desajuste entre las compras y las ventas por potencia en las distribuidoras.
2. Este desajuste se produce por diversos motivos, uno de ellos tiene relación a la aproximación volumétrica de la demanda mediante la utilización del factor de número de horas de uso. Otro factor tiene relación a que el desajuste que se produjo por la entrada en vigencia del D.S. N°62 y las definiciones de demanda máxima que se utilizan en el decreto de tarifas.
3. El uso de nueva infraestructura de medición no necesariamente conllevará a un cobro de energía y demanda perfectamente asignada a clientes pequeños debido a la complejidad social del entendimiento que ello puede involucrar por parte del cliente. En este contexto, la utilización de factores de horas de uso, con distinto método de actualización puede continuar siendo una práctica. Un aspecto por definir es si su aplicación será una materia regulada o quedará a criterio del comercializador o empresa distribuidora (y formará parte de su ventaja competitiva la forma como traspassa el cargo al cliente).

Mientras la comercialización no sea aplicada a usuarios pequeños y medianos de la red de distribución, y en la medida que se despliega la medición

inteligente, se sugiere utilizar la mayor información de la medición para precisar la estimación de factores de coincidencia en distintos niveles. En este contexto, un aspecto a definir tiene relación al nivel de imperfecciones que se está dispuesto aceptar para mantener la simplicidad del cobro y una menor complejidad percibida por el cliente,

particularmente por los clientes pequeños.

Por otro lado, parte de las diferencias existentes por la aplicación del D.S. N°62, se deberían resolver junto con la próxima definición de tarifas, en que se deben armonizar las definiciones de demandas máximas leídas.

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Cita:

Título: Desarrollo de estructura tarifaria de la distribución para una implementación eficiente de la comercialización en el contexto de aplicación del plan de descarbonización
Autor(es): GIZ, Ministerio de Energía, Inodú
Revisión y modificación: GIZ, Ministerio de Energía, Inodú
Edición: GIZ
Santiago de Chile, 2021.
66 páginas
Energía – Distribución – Equidad Tarifaria – Comercialización – Descarbonización

**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 20 de agosto de 2021

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania