

# Puntos de Referencia

Edición online  
N° 411, septiembre 2015

## Comentarios sobre la reforma de transmisión eléctrica\*

Jacques Clerc

### Resumen

**E**l proyecto de ley que modifica la regulación del transporte de electricidad busca transparentar y simplificar los mecanismos de remuneración de la transmisión, mejorar los incentivos a la inversión en capacidad de generación eficiente y así bajar los precios que pagan los usuarios. Con este objetivo, el proyecto del gobierno propone un sistema de estampillado en que la remuneración de la transmisión se asigna en función del consumo de energía pero independiente de la distancia que ésta recorre y del uso efectivo de las redes. Además se asigna todo el costo a los consumidores.

La ubicación relativa entre las fuentes de generación y los puntos de consumo es un determinante importante del costo de un sistema eléctrico. A pesar de ello, promotores del esquema estampillado sostienen que la oposición de las comunidades a los proyectos de generación ha vuelto las señales de localización un atributo insignificante en las decisiones de inversión, lo que justifica no considerarlas en el nuevo sistema de remuneración. Más importante que las señales de localización, sería profundizar la competencia a través de la concreción de proyectos.

Sin embargo, un sistema estampillado no tendrá un efecto procompetitivo que compense los mayores costos del sistema. Debe ser el aumento de la oferta de generación, a través de la planificación y manejo efectivo del territorio, la que profundice la competencia y logre precios más competitivos. Las señales de localización son condición necesaria de expansión eficiente, especialmente por los altos requerimientos de transmisión de las tecnologías intermitentes.

En el esquema estampillado propuesto en el proyecto de ley, todo el cargo de transmisión se asigna a los consumidores finales. No es cierto que en el esquema actual un generador pueda traspasar todo el peaje que le toca a los consumidores por lo que el cambio propuesto implicará importantes transferencias de riqueza de consumidores a empresas. El estampillado establece un subsidio desde los consumidores a proyectos de generación ineficientes aumentando así los costos del sistema. Por tanto, serán los clientes finales que pagarán todo el costo de un sistema más caro.

Finalmente, existen mecanismos de remuneración más eficientes que el estampillado a la demanda y que pueden contribuir significativamente a la simplicidad de la remuneración de la transmisión respecto del sistema actual. De persistir el esquema postulado en el proyecto de ley, serán los usuarios finales quienes deberán asumir los mayores costos en desmedro de su bienestar y de la competitividad del país.

---

Jacques Clerc. Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. República 701, Santiago. Tel: 56-2-29780551. email: jaclerc@ing.uchile.cl.

\* La realización de este estudio contó con un aporte financiero del Consejo Minero. La responsabilidad por el contenido recae exclusivamente en el autor. Agradezco a Andrés Hernando por sus excelentes comentarios, y especialmente a Juan Carlos Olmedo por innumerables conversaciones.

## I. Introducción

La transmisión posibilita el encuentro de la oferta y la demanda de energía eléctrica. Por tanto, es fundamental que este segmento cuente con un marco regulatorio que viabilice el desarrollo del sector, y sea eficaz y eficiente en lograr precios competitivos para los consumidores finales. Es en este espíritu que el Gobierno habría ingresado al Congreso el proyecto de ley que modifica la regulación del transporte de electricidad. Este buscaría transparentar y simplificar los mecanismos de remuneración de la transmisión, mejoraría los incentivos a la inversión en capacidad de generación eficiente y así bajaría los precios que pagan los usuarios.

Entre los argumentos utilizados para justificar tal modificación destacan la tardanza en la expansión del sistema troncal y las dificultades que los proyectos de generación encontrarían para conectarse al sistema. El problema sería que los generadores incumbentes, o ya instalados, cercanos a los puntos de consumo, no tendrían incentivos en acomodar la entrada de nuevos actores atentando contra la competencia del mercado eléctrico, la eficiencia y calidad del servicio. La falta de generación de base, entendida como aquella que está disponible las 24 horas de los 7 días de la semana, se traduce en un sistema desadaptado, es decir, con precios finales que superan el costo de desarrollo del sistema. Otro argumento que se esgrime es el de la complejidad y la dificultad de prever los pagos que debe efectuar cada agente por el uso de la transmisión.

En un espíritu refundacional, el proyecto redefine los segmentos de transmisión, y por ejemplo, la transmisión troncal y subtransmisión pasan a denominarse transmisión nacional y zonal respectivamente. Destaca la creación de los sistemas de transmisión para “polos de desarrollo”, que estarían encargados de conectar a generadores ubicados en

un mismo “polo de desarrollo” obedeciendo a condiciones de uso eficiente del territorio<sup>1</sup>.

En la nueva propuesta, los sistemas de transmisión nacional, zonal y asociadas a polos de desarrollo deberán recibir el VTT cada año ya sea licitados, para nueva infraestructura, o regulados, para infraestructura existente. Se eliminan los ingresos tarifarios<sup>2</sup> esperados y sólo se consideran los reales, con desfases temporales para saldarlos, lo que contribuiría a la simplicidad del mecanismo manteniendo el fundamento original de la regulación.

La modificación quizás más fundamental del proyecto de ley radica en el cambio de sistema de remuneración de la transmisión y en la nueva distribución de pagos entre generadores y consumidores. Se elimina el área de influencia común (AIC)<sup>3</sup> y se pasa a un sistema de estampillado universal con cargo exclusivo a los retiros, es decir, a los consumidores finales tanto libres como regulados. En este esquema el pago de la remuneración de la transmisión se asigna en función de la energía, para esto “se estampilla” a través de un cargo fijo por unidad de consumo de energía, independiente de la distancia que recorre la energía y del uso efectivo de las redes, tal y como una carta enviada por correo nacional paga el mismo valor de la estampilla independiente de la distancia que debe recorrer hasta su destino<sup>4</sup>.

<sup>1</sup> El objetivo sería reducir costos de transmisión para las ERNC mediante economías de escala.

<sup>2</sup> Ingreso tarifario es el pago variable que recibe la empresa dueña de una línea y que son originadas por pérdidas en la red y congestión. El Ingreso Tarifario en una línea, corresponde a las diferencias que se producen en la aplicación de los precios de nudo de electricidad entre los nudos de dicha línea.

<sup>3</sup> Conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema, en la que se totaliza al menos el 75% de la inyección total de energía del sistema y al menos un 75% de la demanda total del sistema.

<sup>4</sup> El estampillado podría también aplicarse a las inyecciones siendo los generadores quienes asumirían el pago directo del costo de transmisión. En este caso, el pago de cada central depende de su tamaño y de la energía que genera pero no del uso que su producción hace de las redes del sistema.

En este documento se discuten los problemas que presentaría el proyecto de ley y se revisa la propuesta a la luz de la experiencia regulatoria internacional. Se plantea que este proyecto de ley es un retroceso, dado que se propone cambiar un esquema tarifario con consideraciones de uso efectivo y donde se distribuyen costos entre usuarios y generadores, a uno de estampillado que no refleja uso efectivo y en que serán sólo los consumidores finales los responsables de asumir los costos del sistema de transmisión. Se expondrá que el proyecto de ley no contribuye al propósito de profundizar la competencia y bajar los precios, y que muy por el contrario, podría resultar en mayores costos para el país. Se propone estudiar alternativas más simples que las actuales pero sin eliminar señales de localización, y distribuyendo costos entre generadores y consumidores.

## 2. Los problemas del proyecto de ley

Como se desprende de la literatura especializada (Strbac et al. 2015; Rivier et al. 2013; Krause 2003), los sistemas de estampillado aumentan los costos del sistema de transmisión-generación, y con ello los pagos que efectúan los consumidores finales. El resultado puede ser un sistema más caro y sin beneficios para los consumidores. Algunos de los problemas asociados al sistema de estampillado se explican brevemente a continuación.

- **Es discutible que el sistema de estampillado contribuirá a mejorar la competencia del sector y a bajar los precios**

Uno de los principales argumentos del cambio de remuneración de la transmisión radica en aumentar la competencia del sector. Bajo esta hipótesis, la remuneración de la transmisión asignada completamente a la demanda a través de un estampillado

supuestamente facilitaría la entrada de nueva capacidad de generación con lo que caerían los precios finales validando la nueva regulación. Además, se argumenta, este nuevo esquema permitiría reducir las barreras de entrada a nuevos generadores, y un posible aumento de costos por transmisión se vería contrarrestado por las caídas en los precios de la energía a los usuarios finales.

Sin embargo el diagnóstico que motiva la modificación regulatoria, el ejercicio de poder de mercado por parte de generadores que bloquearían la entrada de nuevos actores por la vía de diferir el desarrollo de nuevas obras de transmisión, es discutible en el sistema troncal dado que la expansión de estas obras es definida por la autoridad<sup>5</sup>. Actualmente, la planificación del sistema de transmisión es efectuada por un Consultor y supervisada por un Comité coordinado por la Comisión Nacional de Energía según se estableció en la Ley Corta I. En efecto, la congestión más bien podría explicarse por el retraso de proyectos de transmisión o por problemas en la planificación sugerida por el regulador, la cual se base en planes de obras de generación definidos por la CNE.

Díaz, Galetovic y Muñoz<sup>6</sup> (2015) descartan la hipótesis de que la congestión es causada por generadores que bloquean la entrada en el sistema troncal del SIC y concluyen que no hay congestión la mayor parte del tiempo. En efecto, según los datos de operación del SIC, la congestión habría sido ocasional y

<sup>5</sup> La transmisión troncal es el segmento donde la modificación tendrá mayores impactos. Actualmente en cada sistema de subtransmisión ya se aplican cargos unitarios de energía y potencia, siendo los retiros responsables del pago cuando los flujos van desde el sistema troncal al de subtransmisión (las inyecciones en caso que el flujo presente la dirección contraria). Por lo anterior, en el sistema de subtransmisión ya aplica un esquema muy cercano a un estampillado a la demanda.

<sup>6</sup> [http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2015-05-28-que-tan-congestionado-esta-el-sistema-de-transmision-troncal#.VabFf\\_Uoko](http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2015-05-28-que-tan-congestionado-esta-el-sistema-de-transmision-troncal#.VabFf_Uoko)

habría afectado a sólo algunas líneas<sup>7</sup>. En promedio, el tiempo en que las líneas presentan congestión se mantiene por debajo de 1% entre 2005 y 2008, y en 2013 y 2014. La congestión crece desde 2009 alcanzando un máximo de 3,4% en 2011 para presentar desde 2012 una trayectoria decreciente. El análisis de los autores también sugiere que la congestión ha desaparecido dos o tres años después de su aparición resolviéndose favorablemente.

Son más bien los proyectos de generación de mayor tamaño con energías convencionales los que se han visto trabados, pero no por barreras de entrada, sino por asuntos asociados a la obtención de permisos ambientales, sectoriales, y acciones judiciales y sociales.

Por lo tanto, más allá de la simplicidad asociada al estampillado, no se aprecian argumentos sólidos que permitan sostener que los aumentos de costo de transmisión asociados al estampillado asignado al consumo final, serán contrarrestados por las reducciones de costos provenientes de una mayor competencia. Debe ser el aumento de la oferta de generación, a través de la planificación y manejo efectivo del territorio las que promuevan un posible efecto procompetitivo, existiendo opciones de otros esquemas de remuneración que no tienen los problemas del esquema estampillado a la demanda. Al final de este documento se hace un planteamiento al respecto.

- **No hay señal de localización ni uso efectivo, alterando incentivos de localización de mínimo costo**

Promotores del esquema estampillado sostienen que la oposición de las comunidades a los proyectos de generación ha vuelto las señales de localización un

atributo insignificante en las decisiones de inversión, lo que justifica no considerarlas en el nuevo sistema de remuneración<sup>8</sup>. Este argumento no es efectivo, la combinación de una política de uso del territorio alineada con planificación proactiva y anticipada de los sistemas de transmisión, puede robustecer las señales de localización, y así contribuir significativamente a un crecimiento armónico y costo efectivo del sistema (Groppi y Fumagali, 2014). Por otra parte, las señales de localización se volverán cada más relevantes por los altos requerimientos de transmisión de las tecnologías intermitentes, dado que suelen asociarse a bajas tasas de utilización de las redes.

Un sistema estampillado, como el propuesto, distribuye el costo total de la transmisión entre usuarios finales según el consumo de energía, pero independiente del uso efectivo de las redes. La distancia asociada a las transacciones de energía entre el generador y el usuario es irrelevante: no hay señal de localización en este esquema de remuneración.

La señal de localización o uso es independiente de quién paga. En el caso de un estampillado aplicado únicamente a las inyecciones, por ejemplo, los generadores pagarían en función de su generación y no recibirían señales de localización de largo plazo. De esa forma, una central ubicada en el sur del país que utilice gran parte del sistema troncal para satisfacer sus contratos ubicados en el centro de carga del sistema pagaría lo mismo que una central cercana al centro de consumo.

Importante resulta aclarar que los costos marginales en las barras (precios de nudo) corresponden a señales de localización de corto y no de largo plazo. En el largo plazo los costos marginales de las barras

<sup>7</sup> El episodio de congestión más importante de todo el periodo fue el de las líneas que unen Ancoa en la Región del Maule con Alto Jahuel y Polpaico en Santiago en 500 kV entre 2009 y 2011. La causa sería la entrada de centrales térmicas no anticipadas por el estudio de expansión troncal 2005 y abundante hidrología.

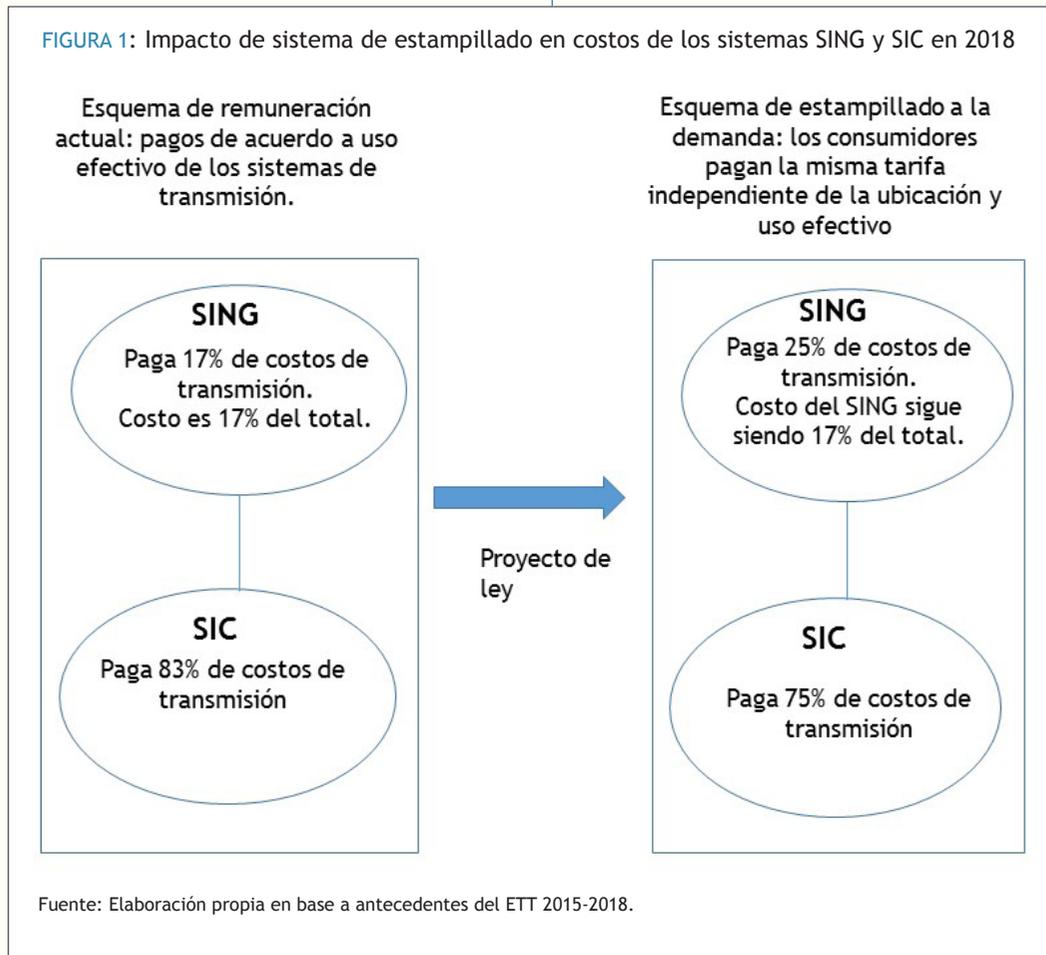
<sup>8</sup> Garrone y Groppi (2010) para el caso italiano muestran económicamente que la señal de localización no es determinante en la ubicación de una central. La elección sí valoraría situarse lejos de centros de consumo donde pueda articularse oposición importante por parte de la comunidad y potencialmente resultar en altas compensaciones.

debieran converger si el sistema está adaptado, es decir, si no hay congestión en las redes. Son entonces, los peajes cargos fundamentales para profundizar señales adecuadas de localización de largo plazo. El esquema de asignación de costos de transmisión a la demanda a través de un estampillado elimina señales de localización de largo plazo y uso efectivo removiendo señales óptimas de expansión. El actual mecanismo definido en la ley 19.940, aprobada en 2004, define un mecanismo de tarificación regulado de la red de alta tensión, en donde los costos de transporte por uso del sistema troncal son pagados directamente por generadores y usuarios finales, en función del uso esperado que dichos agentes tendrán de la red.

Para ilustrar cómo se pierde la señal de localización con la implementación de estampillado, se realiza

un ejercicio simple y que comparan pagos de los usuarios, generadores y consumidores, del SIC y SING en el año 2018 (considerando un financiamiento conjunto de la interconexión) como se aprecia en la figura siguiente.

Del monto total anual a recaudar en 2018, el SING pasa de pagar menos de 17% en el sistema actual a 25% con el estampillado, generando un subsidio cruzado desde el SING hacia SIC. Respecto del sistema actual, las tarifas de transmisión troncal se reducirán en 10% para los usuarios del SIC pero aumentarían en 48% para los del SING. Son estos trasposos, como entre el SIC y el SING, los que se replican en múltiples escalas a través del sistema eléctrico bajo el esquema de estampillado a la demanda generando ineficiencia.



- **El sistema estampillado a la demanda resulta en un sistema de transmisión más caro**

El suministro de energía eléctrica conlleva costos de transmisión. Por tanto, la ubicación relativa entre las fuentes de generación y las cargas es un determinante del costo del sistema. Como ya se ha argumentado, el diluir las señales de localización/ uso de las redes puede llevar a un sistema más caro. Este punto se ha documentado como especialmente relevante dada la creciente incorporación de energías renovables (Rivier et al., 2013).

La falta de señal de localización lleva a que dos centrales idénticas en su tecnología y atributos de operación no tendrán señales de precios distintas, sin importar dónde operen o cuánto utilicen las redes como se ilustra en la figura siguiente.

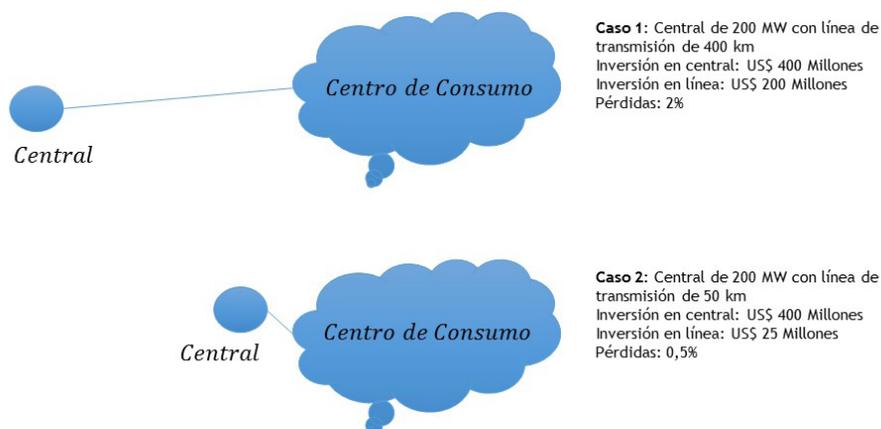
Respecto de la figura, la configuración óptima sería preferir el generador que requiere menos transmisión. El esquema de cobro de la transmisión asignado en su totalidad a la demanda a través de un estampillado, lleva a que las dos centrales reciban

las mismas señales aunque no representan los mismos costos para el país.

Strbac et al. (2015), al analizar estrategias de remuneración de Reino Unido, muestra que un sistema de remuneración uniforme es más caro que uno que incluye consideraciones de localización. Para ello se realizan simulaciones de la expansión óptima, en equilibrio, de la generación (convencional y renovable) y de la transmisión bajo distintos esquemas de remuneración con horizonte a 2030 que afectan las decisiones de localización de las fuentes.

Los resultados muestran que las señales de localización, si bien no cambian la composición de la matriz de generación, sí afectan su ubicación y por tanto las exigencias del sistema de transmisión. En el caso del cargo uniforme, las fuentes se ubican más cercanas a la disponibilidad del recurso renovable (viento) y del combustible a bajo costo (gas natural), pero más lejanas de los centros de consumo. Los costos de inversión en transmisión, de congestión y pérdidas son significativamente mayores en el caso de cargo uniforme. Considerando el promedio

**FIGURA 2:** Caso de dos centrales con idéntica tecnología de operación pero distintas ubicaciones



Fuente: Elaboración propia.

en el periodo 2011-2030, los consumidores pagan 3,6 \$ /MWh adicionales con el cargo uniforme.

- **En el estampillado a la demanda no se asignan costos de transmisión de acuerdo a distribución de beneficios**

En la literatura de remuneración de transmisión se destaca como deseable el principio de que el beneficiado paga (“beneficiary pays”). Este principio busca que la asignación de costos se realice en concordancia con la distribución de beneficios que los sistemas de transmisión entregan a los agentes. Este principio contrasta a la socialización de costos que los distribuye entre agentes sin consideración de beneficios (Hogan 2011). El principio de que el beneficiado paga, a pesar de la dificultad de implementación, debiera ser la base de cualquier esquema de remuneración consistente (Rivier et al., 2013).

En el sistema de estampillado propuesto para Chile, el costo se carga totalmente a la demanda haciendo alusión a que los consumidores finales serían los principales beneficiados por las mayores holguras del sistema de transmisión. No obstante, la propuesta del Gobierno no hace referencia explícita a los beneficios de los consumidores, salvo que éstos se relacionarían con que el estampillado supuestamente viabilizaría la inversión en capacidad de generación produciendo mayor competencia y una baja en los precios, por cierto, de magnitud desconocida. Si este argumento fuese válido, es claro que los consumidores no serían los únicos beneficiados y por tanto resulta discutible que todo el costo de la transmisión se cargue a la demanda.

- **Aumentan pagos de los consumidores finales (se traspasa excedente de los consumidores finales a los generadores)**

Un argumento común para justificar la aplicación de un sistema de estampillado a la demanda, es que un generador podría traspasar directamente a los

consumidores la parte del peaje que le toca, por lo que resultaría irrelevante cargar directamente todo el costo de transmisión a los usuarios. Sin embargo, en un mercado competitivo el generador deberá internalizar parte de los costos, reduciendo la rentabilidad exigida y, con ello, bajando las tarifas. Por lo tanto, el cambio no es neutral ni irrelevante para el consumidor final, por cuanto el esquema estampillado se traducirá en importantes traspasos de riqueza desde consumidores a generadores, y aumentarán las tarifas de los usuarios.

Bajo el esquema actual, un generador paga por sus inyecciones de energía y por los retiros que efectúa del sistema, estos últimos asociados a sus contratos de suministro<sup>9</sup>. En el sistema troncal, los retiros se remuneran en función del uso esperado que los consumidores hacen del mismo. Por lo anterior, los generadores no presentan ventaja competitiva alguna por concepto del retiro y podrán traspasar este costo directamente al consumidor final. En el caso de las inyecciones, los generadores deben pagar por el uso esperado que ellos mismos hacen del sistema. En este caso, los generadores al competir por contratos deben internalizar parte de los peajes de inyección impactando su posición competitiva<sup>10</sup>. Un caso extremo en que un generador no puede traspasar parte alguna del peaje de inyección al cliente final es cuando éste no tiene contrato, dado que recibe el mismo precio que el resto de las centrales que inyectan en la misma barra, el costo marginal.

<sup>9</sup> La regulación exige que todos los retiros de energía tengan contrato de suministro con algún generador.

<sup>10</sup> En una barra, los generadores que retiran enfrentan el mismo peaje por retiro. Los peajes por retiros desagregan la responsabilidad que los retiros tienen en el uso del sistema (según los factores GLDF) mientras los pagos asociados a las inyecciones responsabiliza a los generadores (según factores GGDF) por el uso de la red. En el área de influencia común las inyecciones son responsables del 80% del valor total del peaje y distribuidos según su uso esperado entre generadores. El 20% restante se carga a los retiros de acuerdo al uso esperado que los mismos hacen del sistema según la barra.

Por lo anterior, y análogamente al impacto de un impuesto, el cargo por transmisión se distribuye entre productores y consumidores lo que lleva a cuestionar que en la propuesta del gobierno éstos se asignen exclusivamente a la demanda. El cambio de asignación resultaría en traspasos importantes de riqueza, por ejemplo, entre centrales que comercializan su energía en el mercado spot, como las centrales hidroeléctricas de la zona sur que operan sin contrato a causa de la variabilidad hidrológica, pero que obtienen importantes rentas al comercializar su energía a costo marginal. Estas centrales no tienen costos de operación relevantes salvo por la componente de transmisión que asumen por su inyección. Así, cabe cuestionarse qué beneficio resulta de quitar este costo del generador y traspasarlo a los consumidores.

Considerando cifras del CDEC-SIC, el peaje de la transmisión correspondiente al SIC para el año 2014 fue US \$ 138 MM para una generación de 52 TWh<sup>11</sup>. La tarifa media para ese año es entonces 2,7 US\$/MWh de los cuales 1,57 US\$/MWh se asocia a generadores (58%) y 1,13 US\$/MWh a clientes finales (42%)<sup>12</sup>. Por lo tanto, si el esquema de estampillado estuviera vigente tal como lo plantea el regulador, los consumidores hubieran aumentado su pago ese año en 1,57 US\$/MWh. Es decir, la tarifa de transmisión para usuarios aumenta en 138%.

- **Estampillado aumenta exigencias de planificación por parte del regulador**

El estampillado a la demanda aplicado en el contexto nacional impone incluso mayor peso al rol planificador del regulador, pues impone la carga

de analizar la expansión de la transmisión y de la generación bajo escenarios inciertos que permitan disponer de una gama de proyectos de generación que aseguren la competencia. Cabe preguntarse quién responderá por instalaciones de transmisión que no se usen o estén sobredimensionadas cuando ciertos supuestos de expansión de la generación no se dan.

El pago proporcional al consumo, independiente de la localización, hace que un usuario esté indiferente respecto de la ubicación del generador que contrata y vice versa. Múltiples contratos lejanos pueden complejizar la operación del sistema de transmisión y aumentar los desafíos de planificación a largo plazo.

Actualmente los generadores y clientes libres pueden hacer ver sus reparos sobre las propuestas de expansión del sistema troncal. Cabe tener presente que el Sistema de Evaluación Ambiental es público, por tanto el regulador siempre estará informado de toda iniciativa que ingrese a evaluación ambiental tanto de demanda como generación. Sin embargo, podría cuestionarse si esta instancia es la adecuada para hacer ver los puntos de vista contradictorios que pueden ser determinantes en la expansión de la transmisión. La falta de señales de localización, tanto para generadores como consumidores finales, hace entonces que sea el regulador quien deba cumplir este rol pero con menor contribución de información de los actores involucrados, complejizando su función, y aumentando su responsabilidad y la exigencia de su labor.

### 3. Una revisión rápida de la experiencia internacional

A pesar de existir excepciones, en la experiencia internacional se repiten esquemas de remuneración que no incluyen señales de localización y en donde los costos de transmisión se han socializado entre

<sup>11</sup> En este peaje ya están descontados los ingresos tarifarios. Los valores se toman de <http://www2.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/fichas/sistema-de-transmision-troncal/>, en particular, del informe Revisión de Informe de Peajes para pago de 2014, publicado 27/04/2015.

<sup>12</sup> La distribución del pago de peajes se obtiene del mismo informe del CDEC-SIC. Esta asignación considera todos los pagos del sistema troncal y no exclusivamente los del AIC.

los usuarios. El sistema más común es el estampillado, ya sea a la energía o por potencia contratada, como el que se propone para Chile. Sin embargo, la creciente incorporación de energías renovables, entre ellas las intermitentes y estacionales, ha puesto en alerta a reguladores y especialistas respecto de avanzar en sistemas de remuneración que reflejen de mejor manera los costos que cada agente impone al sistema.

En el contexto de la integración energética europea, la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), ha recomendado incluir señales adecuadas de localización que logren inversiones eficientes en generación, con centrales ubicadas cerca de los centros de consumo o donde la red pueda acomodar nueva capacidad a bajo costo (ACER<sup>13</sup>, 2014). En Estados Unidos, suele destacarse el principio de remuneración de acuerdo a beneficios en documentos oficiales, como lo hace la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC, 2010)<sup>14</sup>, a pesar de no estar implementada (Rivier et al., 2013).

La revisión de casos internacionales permite distinguir experiencias, según si incluyen componentes de localización en sus tarifas y de acuerdo a la asignación de cargos entre generadores y usuarios. En algunos casos, los cargos son uniformes en el territorio, o bien, se diferencian por la ubicación en función de la participación de costos del sistema relacionados con inyecciones y retiros en distintas zonas. Ejemplos de estampillado incluyen España y Holanda mientras que cargos por zona en Suecia y Gran Bretaña. Sobre la distribución de pagos muchos países cargan solamente a los usuarios incluyendo Australia, Holanda e Italia.

<sup>13</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2014.pdf)

<sup>14</sup> <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/061710/E-9.pdf>

La tabla siguiente presenta ejemplos de experiencias regulatorias. Se destaca si los cargos por transmisión contienen alguna consideración de localización en su diseño, y cómo los costos se distribuyen entre usuarios y generadores. En general, y al revisar la literatura internacional, el caso vigente de Chile se destaca por contar con cargos que incluyen consideraciones de localización.

**TABLA 1** Ejemplos experiencia internacional de esquemas de remuneración de transmisión

País/Estado	Tipo de cargo	Asignación de costos
Alemania	Con localización	Usuarios 100%
Argentina	Con localización	Generación y usuarios
Australia	Con y sin localización	Usuarios 100%
California	Con localización	Usuarios 100%
Chile	Con localización	Generación 80%; usuarios 20%
Dinamarca	Sin localización	Generación 2-5%; usuarios 95-98%
España	Sin localización	Usuarios 100%
Francia	Sin localización	Generación 2%; usuarios 98%
Gran Bretaña	Con localización	Generación 27%; usuarios 73%
Holanda	Sin localización	Usuarios 100%
Irlanda	Con localización para la generación	Generación 20%; usuarios 80%
Italia	Sin localización	Usuarios 100%
Noruega	Con localización	Generación 35%; usuarios 65%
Nueva York	Con localización	Usuarios 100%
PJM	Con localización	Usuarios 100%
Suecia	Con localización	Generación 28%; usuarios 72%

Fuente: Elaboración propia en base a Ofgem - Review of international models of transmission charging arrangements (2011)

Un caso bien documentado con consideraciones de localización es el sistema inglés, donde los cargos de transmisión (llamados Transmission Network Use of System TNUoS) buscan recuperar los costos de instalar y mantener la infraestructura de Ingla-

terra, Gales y Escocia. Los consumidores, tanto generadores como usuarios, pagan dependiendo de la zona geográfica en que se encuentran. Los costos de transmisión se recuperan mediante dos mecanismos: (1) un método de costo marginal de largo plazo con consideración de localización<sup>15</sup>, y (2) por un estampillado a la potencia de punta para recuperar los costos no recuperados por el primer cargo (Ofgem, 2011). Sin embargo, un 75% de los costos de los sistemas de transmisión se recupera con el estampillado resultando en un nivel importante de socialización (Strbac et al., 2015). Este esquema de remuneración se ha estado revisando para considerar las especificidades de la generación intermitente, y en 2014 la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad de Reino Unido (Ofgem)<sup>16</sup> recomendó distinguir entre pagos por tarifa de punta, asociada a exigencias en periodos de punta en el espíritu de la normativa vigente pero pasando a ser aplicable sólo a la generación convencional, y una nueva tarifa anual que busca reflejar los costos de la generación intermitente y que sería aplicable a todas las fuentes<sup>17</sup>.

En el caso europeo también es destacable la existencia de mecanismos de compensación entre países por uso de las redes desde 2002 en el contexto de interconexión del continente. En este sistema, las compensaciones resultan del uso de las redes extranjeras y de las pérdidas asociadas a transacciones internacionales. La metodología de cálculo entrega la fracción del uso de la red que le corresponde a cada país, y en particular, la suma entre

<sup>15</sup> Este es el costo marginal de inversión en el Sistema de transmisión necesario para aumentar la demanda o generación en cada nudo.

<sup>16</sup> [https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/07/project\\_transmit\\_decision\\_on\\_proposals\\_to\\_change\\_the\\_electricity\\_transmission\\_charging\\_methodology.pdf](https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/07/project_transmit_decision_on_proposals_to_change_the_electricity_transmission_charging_methodology.pdf)

<sup>17</sup> La tarifa anual distinguiría entre capacidad de transmisión compartida y no -compartida para incentivar la concentración espacial de generación intermitente en zonas con alto potencial, entre otras consideraciones.

el cargo regulado nacional y el pago asociado al comercio entre países (Olmos et al., 2007). El método, aunque perfectible, tendría una base conceptual consistente y permitiría asignar costos a nueva infraestructura de transmisión (Rivier et al., 2013).

#### 4. Hacia una propuesta alternativa de remuneración

Organismos regulatorios internacionales y expertos comienzan a recomendar incorporar consideraciones de localización y de asignación de costos de acuerdo a beneficios en los esquemas de remuneración de los sistemas de transmisión. El esquema estampillado, por el contrario, puede llevar a ineficiencias importantes, salvo quizás en sistemas densamente cubiertos por la red y altamente competitivos (Rivier et al. 2013; Krause 2003). Sin embargo, este no es el caso en sistemas de estructura radial como es el del sistema chileno. Las características de este sistema y la creciente incorporación de ERNC, hacen que sea relevante distinguir y reflejar los costos del sistema de transmisión a través de la red.

Por ello, se propone utilizar esquemas alternativos que (1) incluyan señales de localización, (2) que distribuyan los costos del sistema según beneficios y (3) que incorporen criterios de seguridad y calidad de servicio. En particular, se propone, como alternativa al estampillado a la demanda, la tarificación mediante métodos de participaciones promedio. La literatura lo destaca por su simplicidad, por mantener señales de localización mediante patrones de flujo de la red y por llevar a buenos resultados en la práctica. (Olmos et al., 2007; Rivier et al., 2013; Mayadeo et al., 2013). El método tiene aplicaciones en Nueva Zelanda y Polonia.

El método de participaciones promedio, o de identificación de flujos medios, se basa en el patrón de flujos de la red y en la aplicación de una heurística sencilla que permite determinar la fracción del uso

de una línea que corresponde a cada generador y carga. La heurística se basa en el principio de proporcionalidad, es decir, este método distribuye inyecciones en un nudo proporcionalmente entre retiros y viceversa (Rivier et al., 2013). La figura siguiente muestra un ejemplo del principio de proporcionalidad.

Ignorando pérdidas, la potencia inyectada a la línea debe igualar la capacidad de los retiros de la misma. En este caso ilustrado en la figura, el flujo de potencia de la línea  $i - j$  es 100 MW como lo son también las inyecciones y retiros totales. El generador 1 es responsable del 70% del flujo de la línea mientras que el generador 2 del 30%. Análogamente el retiro en  $k$  es responsable del 60% del flujo mientras que el del nodo  $l$  del 40% restante.

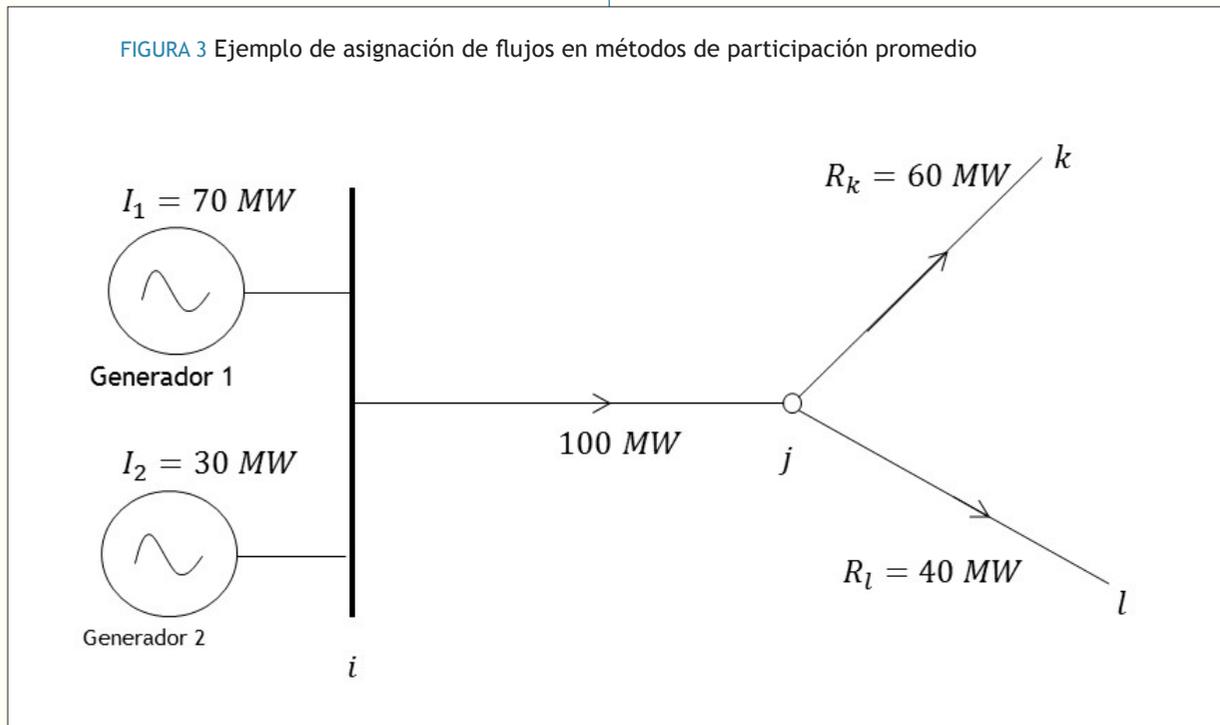
Este principio es la base que sustenta la asignación de flujos del método de participaciones promedio. En un enfoque “aguas abajo” se asigna responsabilidad a los generadores por el **uso de las líneas y retiros**. Por ejemplo, del retiro  $R_k$  se le asigna  $70\% \times 60\text{MW} = 42\text{MW}$  al generador 1 (su inyección)

y  $30\% \times 60\text{MW} = 18\text{MW}$  al generador 2. En un enfoque “aguas arriba” se asigna responsabilidad a los consumidores finales (retiros) por el **uso de las líneas e inyecciones**. Por ejemplo, de la inyección  $I_1$  se le asigna a  $60\% \times 70\text{MW} = 42\text{MW}$  al retiro en el nodo  $k$  mientras que  $40\% \times 70\text{MW} = 28\text{MW}$  al retiro en  $l$ .

Mediante el principio de proporcionalidad el método establece un trazado de flujos de potencia mediante la distribución de las inyecciones entre las líneas del sistema. El principio es aplicable sólo con un flujo por línea lo que se traduce en el uso de flujos promedio en cada línea, es decir, a un modelo que no presenta pérdidas. Existen dos algoritmos independientes para la estimación de responsabilidades: uno según retiros (“aguas abajo”) y otro según inyecciones (“aguas arriba”) que asigna responsabilidades a generadores y consumidores respectivamente.

En el método de participaciones promedio, las proporciones del peaje que se asocian a inyecciones y retiros se definen convencionalmente, tal y como

FIGURA 3 Ejemplo de asignación de flujos en métodos de participación promedio



ocurre en el esquema vigente<sup>18</sup>. Esta distribución determina cuánto pagan directamente inyecciones (generadores) y retiros (consumidores). El monto que pagan las inyecciones se distribuye entre generadores según el algoritmo “aguas abajo” y el de los consumidores según el algoritmo “aguas arriba”. Lo mismo ocurre actualmente, en que se calculan factores de distribución que asignan responsabilidades a generadores y consumidores, por separado.

Las principales ventajas de este método son su simplicidad, claridad, y la ausencia de problemas típicos de los métodos de factores de distribución en uso, especialmente la arbitrariedad y dependencia de resultados a la parámetros de entrada (Rivier et al., 2013). Por otra parte, el método no considera contraflujos contribuyendo significativamente a su simplicidad. La principal crítica del método es la modelación del sistema eléctrico como uno de transporte, distanciándose de la representación eléctrica de la red (Fahrenkrog, 2004).

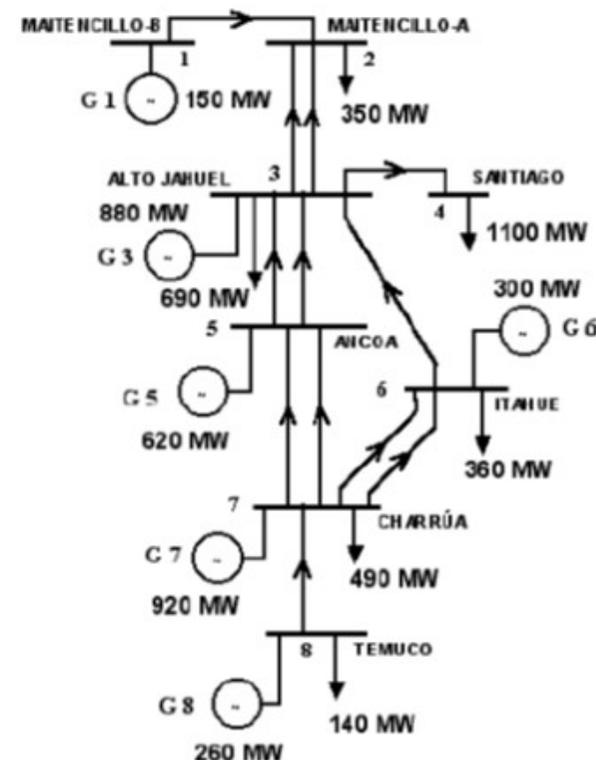
Para ver el resultado de la aplicación del método al SIC en un enfoque “aguas abajo”, es decir, asignando la responsabilidad de uso de la red a los generadores, la figura siguiente muestra la configuración del SIC en 2002 modelada con 8 barras. En 6 de esas barras se producen inyecciones.<sup>19</sup>

El cuadro siguiente resume los resultados de la aplicación del método de participaciones promedio. En particular, se presenta qué fracción del uso de cada tramo se asigna a los generadores por barra. Por ejemplo, los generadores que inyectan en la barra 3 (G3) son responsables del 44% de los tramos 3-2 y 3-4 sin tener responsabilidad de los flujos de otras líneas. En promedio, el método asigna una responsabilidad de 18% del uso total del sistema a

<sup>18</sup> En el AIC, la definición actual de 80% para generadores y 20% para consumidores es arbitraria.

<sup>19</sup> Tomado de Danitz, Rudnick, Zolezzi y Watts (2002).

FIGURA 4 Modelación del SIC de 8 barras considerada para simulación de esquemas de remuneración



Fuente: Danitz et al., 2002.

estos generadores<sup>20</sup>. Los autores en sus conclusiones sostienen que los resultados de asignación de costos obtenidos son razonables<sup>21</sup>.

La última columna de la tabla muestra la aplicación de un esquema estampillado a la generación, proporcional al monto de las inyecciones, y sin consideraciones de localización y uso efectivo. En este caso, los generadores en G3 son responsables del 28% del costo de toda la red (es decir, del 28%

<sup>20</sup> Este promedio se calcula como el promedio ponderado entre la responsabilidad de cada generador por línea y el flujo de cada línea. Para la asignación del costo faltaría también distinguir entre los costos de cada línea.

<sup>21</sup> Esto, a pesar de algunos problemas comunes a los métodos de asignación por uso. Por ejemplo, el generador G6 se dice “hundido” por abastecer un consumo local, pero se le asigna responsabilidad del uso del sistema troncal a diferencia de lo que se esperaría (Danitz, et al., 2012).

**TABLA 2** Resultados del método de participaciones promedio por tramo aplicado a las inyecciones y comparación con estampillado a las inyecciones

Generador/Tramo	1 - 2	3 - 2	3 - 4	5 - 3	6 - 3	7 - 5	7 - 6	8-7	Uso Medio en Método Proporcional	Estampillado a Inyecciones
G1	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	5%
G3	0%	44%	44%	0%	0%	0%	0%	0%	18%	28%
G5	0%	31%	31%	58%	0%	0%	0%	0%	32%	20%
G6	0%	2%	2%	0%	77%	0%	0%	0%	2%	10%
G7	0%	21%	21%	37%	21%	89%	89%	0%	36%	29%
G8	0%	2%	2%	5%	2%	11%	11%	100%	8%	8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia en base a Danitz et al., 2002.

de cada uno de los tramos), lo que contrasta claramente con los resultados antes señalados para el método de participaciones promedio (18% del flujo total).

La propuesta del gobierno contempla aplicar un estampillado a la demanda que elimina cualquier responsabilidad de los generadores por el uso de la red y que prorroga los costos según retiros<sup>22</sup>.

Habiendo analizado los problemas del esquema estampillado a la demanda, en este trabajo se plantea como una mejor alternativa, una asignación de costos de 50% a las inyecciones (generadores) y 50% a los retiros (consumidores finales). Si bien no existe un método ampliamente aceptado para resolver el valor preciso que debe tener esta asignación, partiendo del concepto de distribución de beneficios antes comentado y dando cuenta de la tendencia de otros países, no vemos razones para alejarse de una asignación equitativa entre generadores y consumidores. Por otra parte, se propone que el 50% del pago de los generadores se distribuya según el método de participaciones promedio en

su versión “aguas abajo”, mientras que el 50% restante según la versión “aguas arriba” para asignar costos a los consumidores finales. De esta manera, se distribuyen los costos entre beneficiados, generadores y consumidores, y se mantienen señales de localización y uso efectivo. Finalmente, el esquema propuesto contribuye significativamente a la simplicidad respecto del esquema de participaciones marginales actualmente vigente según destaca la literatura.

## 5. Consideraciones finales y recomendaciones

El sistema estampillado no es la opción preferente recomendada por los expertos a pesar de su amplia utilización y simplicidad. En una publicación reciente, Mayadeo y Dharme (2013) al referirse sobre el sistema estampillado a la demanda señalan que éste correspondería al esquema más común, menos sofisticado, que se utilizó en las primeras experiencias de desregulación, y que estaría obsoleto. Por su parte, organismos europeos y norteamericanos sugieren comenzar a incorporar señales de localización en las tarifas de transmisión y distribuidos de acuerdo a beneficios, especialmente en el contexto

<sup>22</sup> Esta aplicación muestra los resultados de asignación con y sin señales de localización y uso efectivo de la red desde la perspectiva de la generación. La metodología es también aplicable asignando los costos del sistema a los clientes finales.

de la creciente incorporación de generación intermitente (ACER, 2014; FERC, 2010).

Se debe considerar una transición suave al nuevo sistema que se implemente, dado los costos de ajuste que puede generar el cambio de sistema. Esto es especialmente relevante por los efectos redistributivos que implica la implantación de un esquema estampillado, pues se adoptaron decisiones de compra-venta de electricidad bajo ciertas reglas de pago que ahora se modifican. Por otra parte, el regulador ha manifestado como una razón del cambio de mecanismo de pago la necesidad de construir nuevas instalaciones de transmisión, las que no estarán en servicio antes de 8 a 10 años, dados los tiempos de desarrollo de este tipo de proyectos en el país bajo el esquema que se busca implementar.

En esta línea y en la propuesta de transición del gobierno, la proporción del pago de la transmisión troncal de los generadores se ajustaría gradualmente desde 2019 y por 15 años aunque en los nuevos contratos regiría la nueva normativa. Sin embargo, según esta propuesta, la infraestructura de interconexión entre el SIC y el SING y la nueva línea de 500 kV de Polpaico al Norte del SIC, sería cargada completamente a los usuarios desde 2019 eliminando cualquier responsabilidad de los generadores sin consideraciones de beneficios. Una correcta transición, que reduce los costos del ajuste, debe permitir se respeten los contratos vigentes entre generadores y usuarios, evitar que se produzcan dobles pagos y minimizar las transferencias de excedentes entre agentes.

Concordando con el propósito de simplificar el sistema de financiamiento, se recomienda no retroceder a un sistema estampillado. Este no contribuiría a la competencia del sector y a la caída de los pre-

cios, y por el contrario, se traspasaría excedente del consumidor a la oferta. Además, se generarían incentivos perversos al existir un subsidio de la demanda a proyectos de generación ineficientes desde un punto de vista de evaluación social, que amenazaría la eficiencia del sistema, su calidad y seguridad de servicio.

El argumento de simplicidad no puede atentar contra el objetivo de eficiencia de uso de los recursos del país, existiendo alternativas simples en su implementación y que sí incluyen consideraciones de localización y uso efectivo, y con ello incentivando un uso eficiente de recursos. La inclusión de energías renovables, exigirá cada vez más y mejores señales de localización que contribuyan a que ésta sea costo efectiva y que imponga criterios de seguridad y calidad de servicio, ya que mayoritariamente las energías intermitentes no aportan a la respuesta dinámica del sistema eléctrico ante contingencias ni a la calidad de servicio.

En síntesis, y según se establece en distintos estudios, un sistema de participaciones promedio es sustancialmente superior a un esquema estampillado por incluir señales de localización y uso efectivo, por lo que se propone como una alternativa válida y superior, además de una asignación de cargos de 50% a la demanda y 50% a generadores. Esta alternativa siendo sencilla y predecible permite mantener señales de localización y asignar costos a todos los beneficiados como recomienda la literatura internacional, logrando el objetivo de eficiencia y reducción de tarifas.

De persistir el esquema postulado en el proyecto de ley, serán los usuarios finales, una vez más, quienes deberán asumir los mayores costos en desmedro de su bienestar y de la competitividad del país.

## Referencias

- Danitz, F.; Rudnick, H.; Zolezzi, J y Watts, D. (2002). "Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems". International Conference on Power System Technology. China.
- Díaz, F.; Galetovic, A. y Muñoz, C. (2015). "¿Qué tan congestionado está el sistema de transmisión troncal?". Descargado de: [http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2015-05-28-que-tan-congestionado-esta-el-sistema-de-transmision-troncal#.Vaj3ufl\\_Oko](http://www.brevesdeenergia.com/blog/posts/2015-05-28-que-tan-congestionado-esta-el-sistema-de-transmision-troncal#.Vaj3ufl_Oko)
- Fahrenkrog, T. (2004). *Tarificación de sistemas de transmisión para el caso chileno*. Tesis para optar al título de Magister en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista. Universidad de Chile.
- Garrone, P. y Groppi, A. (2010). "Locally-unwanted Investments and Voice Effects in Power Generation. An Empirical Analysis", Mimeo, Politecnico di Milano.
- Groppi, A. y Fumagali, E. (2014) "Network expansion by a proactive transmission system operator: A case study". Energy Policy.
- Hogan, W. (2011). "Transmission Benefits and Cost Allocation". Mossavar-Rahmani Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge.
- Krause, T. (2003). "Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets: A Literature Survey," Internal Report, Swiss Federal Institute of Technology Zurich.
- Mayadeo, H. y Dharme, A. (2013). "Comparative Analysis of Transmission Fixed Cost Allocation Methods: Postage Stamp, Marginal Participation Factors and Power Tracing". International Journal of Scientific & Engineering Research.
- Olmos, L. y Pérez-Arriaga, I. (2007). "Comparison of several inter-TSO compensation methods in the context of the internal electricity market of the European Union". Energy Policy.
- Ofgem (2011). Review of international models of transmission charging arrangements.
- Rivier, M., Pérez-Arriaga, I. y Olmos, L. (2013). "Electricity transmission", en Regulation of the power sector. Power Systems, 61. Editores Pérez Arriaga, Ignacio. Ed. Springer. Reino Unido.
- Strbac, G.; Konstantinidis, C.; Moreno, R.; Konstantelos; I. (2015). "It's All About Grids: The Importance of Transmission Pricing and Investment Coordination in Integrating Renewables". Power and Energy Magazine. **PdR**