

# Principios para tarificar la transmisión eléctrica<sup>1</sup>

M. Soledad Arellano y Pablo Serra<sup>2</sup>

20 de Octubre de 2003

## Resumen

El propósito de este artículo es establecer los principios económicos que deben regir el cálculo de las tarifas de transmisión de energía cuando se utiliza el modelo tradicional de peak-load pricing para tarificar la energía y la potencia. Los sistemas de transmisión cumplen tres funciones distintas: transportar energía, sustituir capacidad de generación y aumentar la competencia en el sistema. Si sólo se considera la primera función, establecemos que los costos marginales de largo plazo deben ser absorbidos por los generadores con el fin de dar las señales correctas de inversión, mientras que el costo fijo debe recaer sobre los beneficiarios de la transmisión, normalmente los consumidores (suponiendo que la competencia elimina las utilidades en la industria de generación). Cuando el sistema de transmisión permite disminuir la capacidad instalada de generación o aumentar la competencia del sistema, los beneficiados son los consumidores quienes debieran soportar el costo del sistema, aunque a veces el pago directo lo realizan los generadores.

Clasificación JEL: L94, L51

Palabras claves: Industria eléctrica, tarificación de la transmisión

---

<sup>1</sup> Este artículo es una revisión sustancial de un trabajo realizado para HQI Transelec Chile SA, sin embargo su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad, y no compromete de manera alguna a HQI Transelec Chile SA ni a la Universidad de Chile. Agradecemos los comentarios de Juan Carlos Araneda, Eduardo Bitrán, Guillermo Espinosa, Alex Galetovic y Juan Pablo Montero. Arellano agradece a Fundación Andes por financiamiento otorgado en el marco del Convenio C-13860.

<sup>2</sup> Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Email: [sarellano@dii.uchile.cl](mailto:sarellano@dii.uchile.cl) y [pserra@dii.uchile.cl](mailto:pserra@dii.uchile.cl), respectivamente.

## 1. Introducción

El propósito de este artículo es establecer los principios económicos que deben regir las tarifas de transmisión. Estos principios deben ser tales que las tarifas resultantes den a los distintos actores del sector eléctrico las señales adecuadas para que sus decisiones, tanto de corto plazo (operación) como de largo plazo (inversión y localización), conduzcan a un equilibrio de mercado eficiente. Si bien el problema de cómo tarifificar la transmisión en forma óptima ha estado presente en la literatura desde hace algún tiempo (ver por ejemplo Schweppe et al, 1988; Hogan, 1992; Oren et al, 1994; y Chao y Peck, 1996), la diversidad de enfoques propuestos es una muestra de que no existe consenso respecto a la mejor forma hacerlo. Creemos que ello se debe a que no existe adecuado reconocimiento de las distintas funciones que cumplen los sistemas de transmisión.

La transmisión eléctrica es un monopolio natural dada las fuertes economías de escala que existen en su desarrollo. Si bien la tarifificación a costo marginal de un monopolio natural es eficiente, no permite a la empresa financiar todos sus costos. En consecuencia, si se desea tarifificar a costo marginal, para cubrir la brecha de ingresos es necesario cobrar un cargo fijo a los usuarios. Una forma eficiente de hacerlo es en función del excedente que cada cliente deriva del consumo del bien o servicio. Esta solución es eficiente porque no excluye a ningún usuario que pueda contribuir a financiar la parte de los costos de la empresa que no son cubiertos por el cargo variable.<sup>3</sup>

Este criterio de asignación tiene la ventaja de que constituye una regla de uso general. Sin embargo su aplicación práctica no está exenta de dificultades pues no resulta fácil medir el beneficio de cada agente. En el caso de la transmisión eléctrica existe la dificultad adicional de que el sistema de transmisión presta simultáneamente distintos servicios, y los beneficiados con cada uno de ellos pueden diferir. En efecto, el sistema de transmisión transporta energía, sustituye potencia instalada y aumenta la competencia en el mercado eléctrico. En este trabajo ilustramos cómo tarifificar el sistema de transmisión en sus distintas funciones a través de ejemplos simples que muestran por separado los beneficios y beneficiarios de la transmisión en sus distintas funciones.

Al estimar los dividendos que una línea de transmisión aporta a los distintos actores del sistema, se deben medir los distintos beneficios asociados a los sistemas de transmisión. Además resulta evidente la necesidad de verificar que la suma de los beneficios de todos los usuarios de una línea de transmisión sea mayor que el costo fijo a prorratar entre los usuarios, pues en caso contrario dicha instalación es ineficiente. Luego al evaluar una línea se deben tener en cuenta los dos criterios anteriores, pues en caso contrario se puede llegar a decisiones erradas. En otras palabras, descartamos a priori la construcción de líneas de transmisión que no son socialmente rentables (implícitamente suponemos que previamente se realiza una evaluación social que determina si el beneficio de construir cada línea de transmisión es mayor a su costo),<sup>4</sup> para concentrarnos en el diseño de los sistemas tarifarios que conducen a un parque de generación socialmente eficiente.

---

<sup>3</sup> En términos más generales, cualquier asignación que no excluya consumidores que pueden pagar el costo variable y contribuir en algo al costo fijo, aunque sea mínimamente, es eficiente.

<sup>4</sup> Evaluar una línea adicional es un problema relativamente simple, pero diseñar redes óptimas es por cierto un problema más complejo.

La distribución de los beneficios entre consumidores y generadores depende del sistema de tarificación de la energía y potencia que se transa en el mercado. En nuestro análisis usamos el modelo tradicional de tarificación eléctrica (peak-load pricing), el que permite llegar a una solución óptima en forma descentralizada (véase Boiteux, 1960, y Joskow, 1976). Cuando la demanda es inelástica, es eficiente cobrar en cada instante un precio por la energía equivalente al costo marginal de generarla, al que se debe sumar un cargo por potencia al consumo en horas de punta. Este cargo por potencia corresponde al costo marginal de inversión de la planta con menor costo de operación. Suponemos asimismo que el sistema de transmisión involucra tres costos: operacional (o marginal de corto plazo), variable de inversión y fijo de inversión. El costo marginal de largo plazo corresponde a la suma de los dos primeros.

La función transporte de energía del sistema de transmisión permite satisfacer la demanda con energía producida en las plantas más eficientes del sistema, aún cuando éstas estén distantes de los centros de consumo. Esta función puede beneficiar tanto a generadores como a consumidores. En el contexto de un modelo con dos tecnologías de generación, sin restricciones de capacidad, demanda inelástica y factores de planta iguales a uno, mostramos que la forma eficiente de asignar los costos de transmisión es que el costo marginal de largo plazo de la transmisión recaiga sobre los generadores localizados fuera del centro de consumo, mientras que el costo fijo de inversión sea distribuido entre los consumidores. Si por alguna razón la capacidad de la tecnología con menor costo de operación está restringida, entonces los generadores que la usan y que están localizados fuera del centro de consumo, tienen utilidades económicas, por lo que el costo fijo de inversión debiera repartirse entre consumidores y dichos generadores, en proporción al beneficio que obtiene cada grupo.

El uso de la transmisión como sustituto de potencia instalada es ilustrado a través de la interconexión de dos sistemas eléctricos cuyos consumos máximos se dan a distinta hora. En este caso el sistema de transmisión permite reducir el total de la potencia instalada, pues la punta de cada sistema se satisface tanto con generación local como del sistema vecino. En este ejemplo existen cargos por potencia tanto para el consumo que ocurre en la punta del sistema como para el consumo en la demanda de punta de cada localidad, y la combinación de ambos permite a los generadores financiar la inversión en generación y la inversión en transmisión. Al igual que en el caso de la función de transporte, se demuestra que el costo marginal de largo plazo del sistema de transmisión debiera recaer sobre los generadores, mientras que el costo fijo debiera asignarse entre los consumidores.

El uso de la transmisión como sustituto de potencia instalada también se da con relación a las centrales que deben mantenerse en un sistema para proveer respaldo. En particular, el sistema de transmisión puede permitir proveer un determinado nivel de confiabilidad del sistema (entendido como probabilidad de falla) con menor capacidad de respaldo o bien, una menor probabilidad de falla manteniendo constante el tamaño de la capacidad de respaldo. Si los consumidores pagan por la potencia de respaldo, entonces ellos se benefician por este concepto a través de menores pagos por potencia.

Por último, el sistema de transmisión aumenta la competencia en el mercado eléctrico, y en algunos puntos aislados puede crearla. Esta función no es distinta de la que cumple

cualquier carretera que une dos mercados en los cuales se producen y venden bienes homogéneos. En efecto, la existencia de una línea de transmisión determina que cualquier empresa que ostente algún grado de poder de mercado en el ámbito local, vea amenazada su posición por la entrada de producción proveniente del “otro lado de la línea”. Esta amenaza impone restricciones al grado de poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus respectivos mercados locales. En consecuencia, el sistema de transmisión beneficia, por este concepto, directamente a los consumidores. Lo anterior determina que debieran ser estos últimos los responsables de financiar el costo fijo de aquellas líneas que aumentan la competencia. De hecho, los productores, al ver disminuido su poder de mercado se ven perjudicados y por lo mismo no están dispuestos a financiar la línea respectiva

En las secciones que siguen se analiza en forma independiente cada uno de las funciones que cumple el sistema de transmisión, poniendo especial énfasis en definir qué agentes se benefician con la línea y lo que esto implica en términos de tarificación. La sección final presenta las conclusiones.

## 2. El Sistema de Transmisión como Transporte de Energía

Comenzamos analizando cómo se debiera tarificar la transmisión cuando su única función es transportar energía. Para ello partimos resumiendo el modelo tradicional de tarificación eléctrica (peak-load pricing) sin transmisión. Este considera una demanda inelástica de energía, la cual está concentrada geográficamente. Suponemos que por el lado de la oferta existen dos tecnologías de generación: tipo 1 y 2, con costos fijos anuales iguales a  $f_1$  y  $f_2$  por MW, respectivamente. Por su parte, los costos operacionales son  $c_1$  y  $c_2$  por MWh. Sin pérdida de generalidad suponemos que  $f_1 > f_2$ , y  $c_1 < c_2$ . Usamos la función  $q(t)$  para denotar la curva de carga del sistema, donde  $q(t)$  designa el consumo en la  $t$ -ésima hora con mayor consumo. Finalmente suponemos que el factor de planta de ambas tecnologías es 1, que en las plantas la generación puede variar instantáneamente y sin costos, y que no se producen fallas. Las plantas generadoras son despachadas por orden de mérito, es decir, ingresan a producir de menor a mayor costo de operación hasta satisfacer la demanda.<sup>5</sup> Bajo dicho conjunto de supuestos, el problema de minimizar el costo total del sistema eléctrico se formaliza como:

$$\text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + c_2 \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + c_1 k_1 t(k_1) + c_1 \int_{t(k_1)}^T q(t) dt \right\}$$

$$s.a.: k_1 + k_2 \geq q^M$$

donde  $q^M$  designa la demanda máxima,  $k_1$  y  $k_2$  la capacidad instalada de las plantas tipo 1 y 2 respectivamente, y  $T$  el número de horas en el año. El planteamiento del problema supone un uso óptimo de la capacidad instalada. En efecto, entre las horas  $t(k_1)$  y  $T$ , la demanda se satisface con generación de la planta tipo 1, pues la capacidad instalada lo permite y es más

<sup>5</sup> La realidad, sin embargo, es algo más compleja pues la existencia de indivisibilidades en la operación de las plantas puede modificar el orden natural de ingreso de éstas, dando origen a lo que la literatura denomina el Unit Commitment Problem (véase, Fischer y Serra, 2003)

barato que hacerlo con generación de la planta tipo 2. Entre las horas 0 y  $t(k_1)$ , la demanda que no se alcanza a satisfacer con energía proveniente de las plantas de tipo 1 se genera con centrales de tipo 2 (Ver Figura 1).

Las condiciones de Kuhn-Tucker del problema anterior son:

$$f_1 - t(k_1)\Delta c - \lambda \geq 0 \quad k_1(f_1 - t(k_1)\Delta c - \lambda) = 0$$

$$f_2 - \lambda \geq 0 \quad k_2(f_2 - \lambda) = 0$$

donde  $\Delta f = f_1 - f_2$  y  $\Delta c = c_2 - c_1$ , con  $\Delta c$  y  $\Delta f$  positivos dados los supuestos. La función objetivo es convexa, por lo que la solución óptima es:

$$t^* = \text{Min} \left( \frac{\Delta f}{\Delta c}, T \right)$$

Luego, la solución que minimiza el costo total del sistema  $k_1^* = q(t^*)$ , y  $k_2^* = q^M - k_1^*$ . Cuando  $t^* = T$  sólo se instalan plantas tipo 2.

Un sistema de precios consistente con la solución óptima es un cargo por energía igual al costo de operación de la planta más cara en actividad (planta tipo 1 ó 2 según corresponda) y un cargo por potencia por el consumo en punta igual al costo de inversión en las plantas tipo 2. Las condiciones de Kuhn-Tucker muestran que si la composición de la capacidad instalada es la óptima, entonces ambos tipos de plantas no tienen utilidades económicas. Con dicho sistema tarifario, un sistema descentralizado llega a la solución óptima. Las plantas tipo 2 nunca tienen utilidades económicas. Suponiendo libre entrada a la industria de generación, entonces ingresan plantas tipo 1 hasta el punto que éstas tampoco tengan utilidades, y ello ocurre cuando las plantas tipo 2 operan sólo durante las  $t^*$  horas de mayor consumo.

El análisis anterior omitió cualquier consideración espacial. Imaginemos ahora que las plantas tipo 2 se localizan en el centro de demanda, pero las plantas tipo 1 están en otra localización.<sup>6</sup> Supongamos que el costo de inversión de la línea de transmisión que une ambos puntos tiene una componente fija  $p_0$  y una componente variable  $p_1$ . Luego el costo de inversión en un sistema de transmisión con capacidad  $K$  es  $p_0 + p_1 K$ . Adicionalmente, en el transporte de energía hay un costo variable de operación  $c_t$ , el que por simplicidad suponemos constante. Suponemos además que  $c_1 + c_t < c_2$ , pues en caso contrario sólo se instalarían plantas tipo 2. El problema de minimización del costo del sistema integrado es:

---

<sup>6</sup> Esta localización puede responder a la disponibilidad de combustible o recursos hidrológicos en cada zona geográfica o a la existencia de restricciones ambientales que impiden la construcción de plantas tipo 1 en las zonas de consumo.

$$\text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + c_2 \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + (c_1 + c_t) k_1 t(k_1) + (c_1 + c_t) \int_{t(k_1)}^T q(t) dt + p_0 + p_1 k_1 \right\}$$

$$s.a.: k_1 + k_2 \geq q^M$$

Notar que, sin pérdida de generalidad, se ha impuesto que la capacidad de transporte esté adaptada a la demanda ( $K = k_1$ ). Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$f_1 + p_1 - (\Delta c - c_t) t(k_1) - \lambda \geq 0 \quad k_1 (f_1 + p_1 - (\Delta c - c_t) t(k_1) - \lambda) = 0$$

$$f_2 - \lambda \geq 0 \quad k_2 (f_2 - \lambda) = 0$$

Luego la solución óptima es (Ver Figura 2):

$$\hat{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f + p_1}{\Delta c - c_t}, T \right)$$

Para llegar a la solución óptima el esquema de tarificación de la energía y potencia es similar al del caso sin transporte, salvo que cuando sólo operan las centrales tipo 1 el costo marginal es  $c_1 + c_t$ . Dicho de otro modo, el precio de la energía cuando sólo operan las plantas tipo 1 incluye el costo operacional de la transmisión. A su vez, estas centrales deben pagar tanto el costo marginal de la inversión en transmisión ( $p_1$ ) como el costo operacional de la transmisión ( $c_t$ ). Notar que el tiempo en que operan las plantas tipo 2 es mayor que en el caso en que no hay transporte ( $\hat{t} > t^*$ ), lo que permite a las plantas tipo 1 recibir por unidad de capacidad instalada un mayor ingreso por venta de energía, el que les permite a su vez absorber el costo variable de la inversión en transporte.<sup>7</sup> (Ver Figura 2).

Este sistema tarifario no permite financiar el costo fijo  $p_0$  de la línea de transmisión. ¿Quién lo debe sufragar? En la solución que maximiza el bienestar social los generadores no tienen utilidades económicas, por lo que, de ser socialmente rentable la línea de transmisión, el costo fijo de la transmisión necesariamente debiera recaer sobre los consumidores. Al respecto, se debe tener en cuenta que la línea de transmisión sólo se justifica si el costo de ésta es menor que el beneficio social que genera, el que está dado – en este caso – por el beneficio que los consumidores obtienen debido a que parte de su abastecimiento proviene de plantas tipo 1 (pues los productores no obtienen utilidades económicas). Este beneficio está dado por:

$$W = (\Delta c - c_t) \int_{\hat{t}}^T q(t) dt$$

<sup>7</sup> En estricto rigor también está el caso en que en la solución óptima sin transporte sólo operan plantas tipo 2, pero en este caso no hay plantas tipo 1 por lo que no se requiere transmisión.

Si los generadores tipo 1 estuvieran obligados a pagar el costo fijo de transmisión ( $p_0$ ), su capacidad instalada disminuiría hasta permitir el financiamiento del costo fijo de la inversión en transmisión (ver Figura 3). La solución, en caso que exista, satisfaría la condición:

$$\tilde{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f + p}{\Delta c - c_i} + \frac{P_0}{(\Delta c - c_i)q(\tilde{t})}, T \right)$$

Notar que si  $\hat{t} < T$ , entonces  $\hat{t} < \tilde{t}$ . Luego cuando los generadores pagan el costo fijo de transmisión se produce una reducción en el bienestar de los consumidores, la que está dada por:

$$\Delta W = P_0 - (\Delta c - c_i) \int_{\hat{t}}^{\tilde{t}} q(t) dt \leq P_0 - (\tilde{t} - \hat{t})(\Delta c - c_i) q(\tilde{t}) = 0$$

La intuición del resultado anterior es inmediata. La composición del parque generador no es la óptima porque las plantas con mayor costo de operación deben generar por más tiempo para permitir a las plantas tipo 1 financiar su inversión. Luego los consumidores pagan un mayor costo por la energía. Por su parte, la situación de los generadores no cambia, pues su utilidad económica sigue siendo cero. Luego el bienestar social cae. En consecuencia, en este modelo es eficiente que el costo fijo de la inversión en transmisión lo absorban los consumidores. Dado que la demanda es inelástica no es relevante cómo se cobre el costo fijo de la inversión a los consumidores. Pero en otras condiciones habría que hacerlo a través de cargos fijos diferenciados a los consumidores, el que para cada consumidor no podrían exceder al beneficio que éste deriva de la existencia de la línea de transmisión.

Hasta el momento, implícitamente hemos supuesto que no hay restricciones al tamaño de las plantas. Para ilustrar el efecto que las restricciones de capacidad tienen sobre los resultados, supongamos que la capacidad máxima de plantas de tipo 1 está restringida a  $k^w < k_h^*$ <sup>8</sup>. Entonces suponiendo que se construye la línea de transmisión, las plantas tipo 1 tienen utilidades económicas por:

$$\pi = (t(k^w) - \hat{t})k^w(\Delta c - c_i) > 0$$

y los consumidores tienen beneficios (netos del costo de la línea) respecto a la situación sin transmisión iguales a:

$$\Delta W = (\Delta c - c_i) \int_{t(k^w)}^T q(t) dt$$

---

<sup>8</sup> Puede deberse a restricciones en la disponibilidad del combustible o de recursos hídricos, o a normas legales (zonas saturadas de algún contaminante por ejemplo).

La construcción de la línea se justifica en la medida que la suma de los beneficios anuales de los generadores y de los consumidores sea mayor a los costos fijos anuales de la línea, y el peaje se debiera repartir en función de los respectivos beneficios. Luego la fracción del costo de la línea que debieran pagar los generadores ubicados fuera de la zona de consumo es:

$$\frac{\pi}{\Delta W + \pi} = \frac{(t^w - \hat{t})k^w}{(t^w - \hat{t})k^w + \int_{t(k^w)}^T q(t)dt}$$

Notar que la fracción del costo fijo de la inversión en transmisión que correspondería a los generadores de tipo 1 depende fundamentalmente de cuán por debajo de su nivel óptimo está su capacidad instalada.

Analicemos finalmente un tercer caso. Supongamos que las plantas tipo 1 son las que están cerca del centro de consumo, y las tipo 2 son las que están distantes. Suponemos además que  $f_2 + p_1 < f_1$ , pues de otro modo en la solución eficiente sólo habría plantas de tipo 1. El resto de los supuestos se mantiene igual. Bajo estas condiciones, el problema de minimizar el costo del sistema es:

$$\text{Min}_{k_1, k_2} \left\{ f_1 k_1 + f_2 k_2 + (c_2 + c_t) \int_0^{t(k_1)} (q(t) - k_1) dt + c_1 k_1 t(k_1) + c_1 \int_{t(k_1)}^T q(t) dt + p_0 + p_1 k_2 \right\}$$

$$s.a.: k_1 + k_2 \geq q^M$$

Notar que, sin pérdida de generalidad, se ha impuesto que la capacidad de transporte esté adaptada a la demanda ( $K = k_2$ ). Las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$f_1 - t(k_1)(\Delta c + c_t) - \lambda \geq 0$$

$$k_1 (f_1 - t(k_1)(\Delta c + c_t) - \lambda) = 0$$

$$f_2 + p_1 - \lambda \geq 0$$

$$k_2 (f_2 + p_1 - \lambda) = 0$$

Luego la solución óptima es:

$$\tilde{t} = \text{Min} \left( \frac{\Delta f - p_1}{\Delta c + c_t}, T \right)$$

Para llegar a la solución óptima, el sistema tarifario debe establecer un costo marginal igual a  $c_2 + c_t$  cuando operan las plantas tipo 2 (entre  $t=0$  y  $\tilde{t}$ ) y un pago por potencia igual a  $f_2 + p_1$ . Dicho pago por potencia se explica porque para aumentar la potencia a mínimo costo es necesario invertir tanto en plantas de tipo 2 como en líneas transmisión. Luego las plantas tipo 2 deben pagar (directamente) el costo variable de la inversión ( $p_1$ ) así como el costo

operacional de la transmisión ( $c_t$ ), mientras que los consumidores deben hacerse cargo del costo fijo de la inversión en transmisión ( $p_0$ ). Por cierto una vez determinada la solución óptima se debe verificar que el beneficio que la línea de transmisión reporta a los consumidores sea mayor al costo fijo de inversión. Observar que  $\bar{t} < t^*$ ; es decir, existe menor capacidad en plantas tipo 2 y mayor capacidad en plantas tipo 1 que cuando todas están localizadas en el centro de demanda.

En este último modelo los generadores localizados fuera del centro de demanda deben pagar directamente el costo marginal de largo plazo de la transmisión, mientras que el costo fijo de la construcción de la línea debe recaer sobre aquellos usuarios que se benefician directamente por la línea. Notar, sin embargo, que para que este esquema de tarificación del sistema de transmisión conduzca a un equilibrio eficiente, el pago de potencia debe incorporar el costo marginal de la inversión en transmisión ( $p_1$ ). Si el pago por potencia fuese sólo  $f_2$ , la línea de transmisión debería ser financiada en su totalidad por los consumidores, pues los generadores que usan la tecnología 2 no tienen ingresos suficientes para hacerlo. Y aún así la solución no sería la óptima.

### 3. Transmisión como Sustituto de Potencia Instalada

Las líneas de transmisión también sirven como sustituto de potencia instalada. En otras palabras, la interconexión de dos sistemas eléctricos permite, en ciertos casos, reducir (o postergar) los planes de inversión en generación y así disminuir el tamaño del parque generador necesario para satisfacer la demanda. Esto es especialmente cierto en el caso de sistemas eléctricos asimétricos como es por ejemplo el caso de dos sistemas eléctricos en los que los consumos máximos se registran a distinta hora.<sup>9</sup> El análisis de bienestar social asociado a la construcción de la línea debe comparar el beneficio por este concepto con el costo de construir y operar la línea.

Con el objetivo de ilustrar cómo la línea de transmisión puede contribuir a disminuir la potencia instalada necesaria para satisfacer la demanda, utilizaremos una versión simplificada del modelo descrito en la sección anterior. En particular, suponemos que existen dos centros de demanda, cada uno de los cuales está caracterizado por una curva de carga  $q_i(t)$ ,  $i=A,B$ . La demanda máxima ocurre en cada centro en un momento del tiempo distinto. Ambos centros son abastecidos por el mismo tipo de plantas (misma tecnología) cuyo costo de inversión es  $f$  y su costo de operación es  $c$ . En la solución desintegrada, es decir, sin línea de transmisión, la potencia instalada en cada centro es igual a su demanda máxima. Bajo un esquema de tarificación óptima los consumidores pagan  $c$  por cada unidad de energía consumida, y aquellos que consumen en la hora de punta, deben cancelar además un cargo por potencia  $f$  por unidad consumida.

En lo que sigue desarrollamos la solución óptima integrada, donde ambos centros están unidos por una línea de transmisión de capacidad máxima igual a  $K$ . Por simplicidad supondremos que en el transporte de energía sólo existen costos de inversión, es decir,

---

<sup>9</sup> Otro ejemplo podría ser la interconexión de dos sistemas con distinto grado de ajuste oferta / demanda.

suponemos que no hay costos operacionales de transmisión. Luego el problema lo podemos escribir:

$$\text{Min}_{k_A, k_B} \{fk_A + fk_B + p_0 + p_1K\}$$

$$s.a.: k_A + k_B \geq q^M$$

$$k_i + K \geq q^i \quad i = A, B$$

Donde  $k_i$  es la capacidad instalada en la ciudad  $i$ ,  $q^i$  la demanda máxima en el centro  $i$  y  $q^M$  la demanda máxima del sistema integrado. Denominando  $\lambda$  al multiplicador de Lagrange de la primera restricción y  $\mu_i$  a los multiplicadores del segundo set de restricciones, las condiciones de Kuhn-Tucker son:

$$f \geq \lambda + \mu_i \quad k_i(f - \lambda - \mu_i) = 0, \quad i = A, B$$

$$p_1 \geq \mu_1 + \mu_2 \quad K(p_1 - \mu_1 + \mu_2) = 0$$

$$k_1 + k_2 \geq q^M \quad \lambda(k_1 + k_2 - q^M) = 0$$

$$k_i + K \geq q^i \quad \mu_i(k_i + K - q^i) \quad i = A, B$$

Supongamos que la solución es interior y todas las restricciones son activas.<sup>10</sup> Luego la solución óptima es:

$$K = \frac{q^A + q^B - q^M}{2}$$

$$k_i = q^i - K$$

Y los multiplicadores de Lagrange son:

$$\lambda = f - \frac{p_1}{2} \quad \mu_i = \frac{p_1}{2}$$

---

<sup>10</sup> Esto es posible pues supusimos que la demanda máxima ocurre en distinto momento en ambos mercados.

Luego una condición necesaria y suficiente para tener una solución interior en la que las dos restricciones son activas es que el costo de inversión por unidad de inversión sea menos que la mitad del costo de inversión por unidad de generación ( $f > p_1 / 2$ ).<sup>11</sup>

Estas ecuaciones ilustran claramente el rol del sistema de transmisión como sustituto de potencia instalada. Al respecto, observar que aumentos en la demanda de punta de una ciudad sin que aumente la del sistema integrado, se satisfacen usando la capacidad instalada de la otra ciudad. Además para reducir los costos de transmisión se traslada capacidad de generación de un centro a otro en un monto equivalente a la mitad del aumento en la demanda. Por otro lado cuando aumenta la demanda en la hora de punta del sistema integrado sin que aumente la demanda máxima en las ciudades, el aumento en la capacidad de cada sistema (y en consecuencia del sistema integrado) permite disminuir la capacidad de transporte en una cifra equivalente a la mitad de dicho aumento de demanda.

Esta solución es consistente con un sistema de precios donde el consumo en la hora de máxima demanda del sistema paga un cargo de potencia igual a  $f - p_1 / 2$ , y el consumo en el momento de máxima demanda de cada centro paga un cargo de potencia  $p_1/2$ . Estos cargos por potencia permiten financiar la capacidad instalada de generación y la parte variable de la inversión en transporte. El costo marginal de largo plazo de la transmisión lo pagan directamente los generadores, pero para ello utilizan los ingresos obtenidos por el pago de potencia que realizan los consumidores. Notar además que el costo variable del transporte recae sobre aquellos consumidores que demandan energía cuando la línea usa al máximo su capacidad. Los pagos anteriores no financian el costo fijo de la inversión en transmisión, y este debe de ser cobrado a los consumidores pues los generadores no obtienen utilidades económicas.

La construcción de la línea aumenta el bienestar social siempre y cuando se cumpla la condición:

$$\left( f - \frac{p_1}{2} \right) (q_A + q_B - q^M) > p_0.$$

La condición anterior establece que el beneficio asociado a la disminución en capacidad instalada de generación debe ser menor al costo de construir la línea.<sup>12</sup>

La interconexión de dos sistemas también permite reducir la capacidad de respaldo de un sistema o bien, aumentar el grado de seguridad con que opera un sistema eléctrico manteniendo la capacidad de respaldo constante. Este efecto es analizado en el Anexo.

---

<sup>11</sup> La condición es algo más compleja si se incluyen costos operacionales de transmisión.

<sup>12</sup> Aquellos usuarios que tienen un alto consumo durante el peak del sistema podrían ser perjudicados por la línea de transmisión. Implícitamente estamos suponiendo que los beneficios monetarios de todos los consumidores tienen el mismo peso.

#### 4. El Sistema de Transmisión como facilitador de la competencia entre mercados

El sistema de transmisión cumple, además de sus funciones de transporte y de sustitución de potencia instalada, un rol fundamental en generar competencia en el sistema eléctrico. En efecto, la existencia de una línea de transmisión determina que cualquier empresa que ostente algún grado de poder de mercado en el ámbito local, vea amenazada su posición por la entrada de producción proveniente del “otro lado de la línea”. Esta amenaza impone restricciones al grado de poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus mercados locales pues cualquier intento por cobrar precios por sobre el competitivo se traducirá en la llegada de mayores importaciones de energía desde el mercado vecino – sujeto a la máxima capacidad de la línea.

Con el objetivo de analizar con más detalle la forma cómo se materializa el efecto del sistema de transmisión en el grado de competencia de los mercados interconectados e identificar a los agentes que resultan beneficiados y perjudicados, se extendió el modelo utilizado en la Sección 2. Se consideran dos mercados aislados (A y B) que inicialmente son abastecidos por sendos monopolios, y luego se analiza el efecto de interconectarlos.

Para simplificar al máximo el análisis y de paso concentrarnos exclusivamente en el “efecto competencia”, suponemos que ambas ciudades tienen la misma curva de carga  $q(t)$  y que ambos monopolistas tienen acceso a exactamente las mismas tecnologías. Al igual que en el modelo de la sección 2, se asume que hay dos tecnologías disponibles (tipo 1 y 2).

Las plantas son despachadas en estricto orden de mérito. Suponemos además que la tarifa de la energía en cada momento del tiempo corresponde al costo marginal de operación de la planta despachada con mayor costo de operación y que además existe un cargo por potencia por el consumo de punta el que es igual al costo de inversión de la central tipo 2. Bajo este esquema de tarificación, suponemos que la única manera que tienen los productores para ejercer poder de mercado es a través de la composición de su parque generador. Dicho de otro modo, suponemos que el monopolio está obligado a satisfacer la demanda, pero puede elegir con qué tecnología hacerlo.<sup>13</sup> Cada monopolista resuelve entonces el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max}_{k_1} \{ \Delta c k_1 t(k_1) - \Delta f k_1 \}$$

donde la notación es similar a la de secciones anteriores. La solución que maximiza la utilidad de cada monopolista está dada por:

$$t^m = \text{Min} \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} \frac{e_q^m}{1 + e_q^m}, T \right) = \text{Min} \left( t^* \frac{e_q^m}{1 + e_q^m}, T \right)$$

---

<sup>13</sup> Esta obligación no necesariamente debe ser de tipo legal pues es posible que el monopolista decida en forma voluntaria satisfacer toda la demanda como una forma de evitar reacciones de la autoridad o de los propios consumidores. Alternativamente se puede suponer que existe un monopolio con la tecnología 1, pero una oferta competitiva con la tecnología 2.

donde  $e_q^m$  es la elasticidad de la función  $q(t)$  evaluada en el punto  $q(t^m)$ . Para que  $t^m$  esté bien definido se requiere que  $|e_q| > 1$  para el rango de definición de  $q$ . Entre 0 y  $t^m$  el monopolista satisface la demanda utilizando ambas tecnologías, mientras que entre  $t^m$  y  $T$  sólo utiliza la tecnología 1. Además definimos  $k_1^m = q(t^m)$  y  $k_2^m = k^M - k_1^m$

Observe que dado que  $dq/dt < 0$  y  $t^m > t^*$ ,  $k_1^m < k_1^*$  y  $k_2^m > k_2^*$  (Ver Figura 4). Por lo tanto el monopolista sobreinvierte en la tecnología con mayor costo de operación y subinvierte en la tecnología con menor costo de operación con relación a la composición del parque de generación que maximiza el bienestar. De este modo, logra que la planta con mayor costo de operación determine el precio por un período más largo de tiempo, aumentando así sus ingresos.

Supongamos ahora que se construye una línea de transmisión que conecta ambos mercados y que la capacidad  $K$  de la línea es tal que ésta no se congestiona (esto se comprueba después). Suponemos además que tanto el costo variable de inversión como de operación de la línea son iguales a cero ( $p_l = c_l = 0$ ) por lo que el único costo asociado al sistema de transmisión es el costo fijo de inversión  $p_0$ .<sup>14</sup>

La línea de transmisión – no congestionada - determina que ambos mercados se integren completamente. Dicho de otro modo, habría sólo un mercado de energía. Luego, la demanda total está dada por  $Q(t) = q^A(t) + q^B(t) = 2q(t)$ , dado que hemos supuesto que no haya pérdidas de transmisión y que las curvas de carga de ambas ciudades son iguales. La interconexión de ambos mercados introduce competencia, por lo que los productores se ven obligados a considerar la producción del vecino al momento de tomar sus propias decisiones de producción.

Suponemos que al igual que antes, el despacho de las centrales se realiza según orden de mérito y que el sistema de tarificación corresponde al de peak-load pricing. Luego, la variable de decisión de los generadores es la capacidad a instalar de cada tipo de planta (tecnología 1 ó 2). Observe además que la capacidad a instalar de la tecnología de tipo 2 ( $k_2^A$  y  $k_2^B$ ) no es (directamente) relevante en la decisión que los agentes deben tomar, porque son remunerados a costo marginal (tanto en lo que se refiere a energía como potencia). Suponemos comportamiento de tipo Cournot, es decir, cada generador maximiza su utilidad considerando como dato la capacidad instalada en tecnología 1 de su rival. Luego, el productor localizado en el mercado A resuelve el siguiente problema:

$$Max_{k_1^A} \left\{ \Delta c k_1^A t \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) - \Delta f k_1^A \right\}$$

donde  $k_1^i$  es la elección que hace el generador localizado en el mercado “i” con respecto a la capacidad de la planta que usa tecnología de tipo 1. La condición de primer orden es:

<sup>14</sup> Observe que en tales circunstancias  $t^* = \hat{t}$

$$t\left(\frac{k_1^A + k_1^B}{2}\right) = \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} - t' \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) k_1^A \right)$$

Por simetría, la condición de primer orden para el productor localizado en B es:

$$t\left(\frac{k_1^A + k_1^B}{2}\right) = \left( \frac{\Delta f}{\Delta c} - t' \left( \frac{k_1^A + k_1^B}{2} \right) k_1^B \right)$$

En consecuencia podemos definir  $k_1 = k_1^A = k_1^B$ . Luego, las plantas tipo 2 operan entre  $t=0$  y  $t^c$ , donde

$$t^c = t(k_1) = \text{Min} \left( t^* \frac{2e_q^c}{1 + 2e_q^c}, T \right)$$

donde  $e_q^c$  es la elasticidad de la función  $q(t)$  evaluada en el punto  $q(t^c)$ . Suponiendo que la elasticidad es una función no creciente de  $q$ , se concluye que  $t^* < t^c < t^m$  y  $k_1^* > k_1^c > k_1^m$  (Ver Figura 4). La interconexión de ambos sistemas y el resultante duopolio, determinan que el tamaño del parque generador tipo 1 escogido por los productores esté entre el de la solución con monopolio y el que se elegiría bajo condiciones de competencia. En otras palabras, la competencia introducida por la línea de transmisión reduce el poder de mercado que cada uno de los generadores ejercía inicialmente en el ámbito local.

Notar además que  $k_1^A = k_1^B = k_1$  por lo que la línea no se usa para transmitir energía desde un mercado a otro. Este es un resultado importante pues indica que la línea de transmisión contribuye a disminuir el poder de mercado de productores que participan de monopolios locales aún sin necesidad de transportar energía. Dicho de otro modo, la sola presencia de la línea es una amenaza suficiente para disciplinar a los productores en su intento por ejercer poder de mercado. Cualquier evaluación de rentabilidad social del sistema de transmisión basado exclusivamente en el uso que se le da a la línea (flujo de energía efectivamente transmitido) corre el riesgo de dejar de lado el rol que le cabe en la mitigación de poder de mercado.

El hecho de que la línea de transmisión no se utilice no implica que cualquier nivel de capacidad de transmisión sea suficiente para producir este efecto pro-competencia. Al respecto se debe recordar que las estimaciones se hicieron bajo el supuesto de que no había congestión en la línea y que en consecuencia los productores se comportaban como si ambos mercados fueran uno sólo.

Adaptamos la metodología de Borenstein y otros (2000) a nuestro modelo para estimar la mínima capacidad ( $K^*$ ) que la línea debería tener para forzar a los productores a comportarse como un duopolio. Para ello se debe tener presente que para cualquier tamaño de línea  $K < K^*$ , los productores podrían preferir contraer su producción y provocar congestión en la línea (o dicho de otro modo, aceptar “pasivamente” la llegada de

importaciones desde el mercado vecino) para posteriormente ejercer poder de mercado sobre la demanda residual (neta de importaciones). En consecuencia el mínimo nivel  $K^*$  será aquel en que la utilidad que obtiene el monopolista con su estrategia “pasiva” es igual a la que obtendría en un mundo de duopolio Cournot.

La estimación de  $K^*$  se hace en dos etapas. Primero se analiza el comportamiento de un monopolista “restringido” por la presencia de importaciones equivalentes a  $K > 0$  provenientes del mercado vecino en cada momento del tiempo.<sup>15</sup> Suponemos que esta capacidad ofertada es en plantas tipo 1 (con menor costo de operación). Notar que una eventual oferta de capacidad en plantas tipo 2 no afecta las decisiones del monopolista en A. Posteriormente se estimará el mínimo  $K^*$  tal que las utilidades que obtiene el monopolista restringido son las mismas que obtendría si la estructura de mercado fuera la de un duopolio (con comportamiento Cournot).

Un monopolista restringido por la llegada de importaciones enfrenta una demanda residual  $\bar{q}(t)$  dada por la diferencia entre la demanda de mercado  $q(t)$  y las importaciones  $K$ , es decir,  $\bar{q}(t) = q(t) - K$ . Asimismo se define  $\bar{t}(q)$  como la función inversa de  $\bar{q}(t)$ . (Ver Figura 5)

El problema que enfrenta este monopolista está dado por:

$$Max_{k_1} \{ \Delta c k_1 \bar{t}(k_1) - \Delta f k_1 \}$$

Luego, la solución óptima es

$$\bar{t} = Min \left( t^* \frac{\bar{e}_q}{1 + \bar{e}_q}, T \right)$$

donde  $\bar{e}_q$  es la elasticidad de la función  $\bar{q}(t)$  evaluada en el punto  $\bar{q}(\bar{t})$ . Dado que para todo  $K > 0$ , entonces  $|\bar{e}_q(t)| > |e_q(t)|$ . Esto, unido al supuesto de que la elasticidad es una función no creciente de  $q$ , resulta en que  $t^c < \bar{t} < t^m$  y  $k_1^c > \bar{k}_1 > k_1^m$ . El monopolista “restringido” sobre-invierte en la tecnología con mayor costo de operación con respecto a la solución socialmente eficiente, pero la distorsión es menor que la que resulta de un monopolista “puro” y mayor que la que resultaría en un duopolio. Lo anterior implica que la presencia de la línea de transmisión limita el comportamiento de los generadores aún si ésta está congestionada<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> Es posible demostrar que el escenario más restrictivo para el monopolista es aquel en que la línea está congestionada en todo el período.

<sup>16</sup> En un contexto más general que el que permite este modelo, se debe considerar que en la demanda residual que enfrenta el generador en presencia de importaciones, aún si la línea está congestionada, es necesariamente menor y más elástica que la de mercado, lo que contribuye a limitar el poder de mercado que se puede ejercer.

Nos falta verificar que el monopolista de B va a ofertar en el mercado A una capacidad  $K^*$  en plantas de bajo costo de operación. Dado que la capacidad de la línea de transmisión es  $K^*$  y que en el mercado A las plantas con mayor costo variable (tipo 2) van a operar  $\bar{t}$  horas, lo que es mayor que  $t^c$ , es atractivo para el monopolista de la ciudad B instalar una capacidad  $K^*$  de plantas tipo 1 para servir a la ciudad A.

Los resultados obtenidos pueden ser utilizados para estimar cuál es la mínima capacidad de la línea para la que las utilidades del monopolista “restringido” ( $\pi^{mr}$ ) sean iguales a las que obtendría en un duopolio Cournot ( $\pi^c$ ).

$$\pi^{mr} = -\Delta f(q(\bar{t}) - k) + \Delta c(q(\bar{t}) - k^*)\bar{t}$$

$$\pi^c = -\Delta f(q(t^c) - k) + \Delta c q(t^c) t^c$$

La condición  $\pi^{mr} = \pi^c$  implica que  $k^* = q(\bar{t}^*) - q(t^c) \frac{t^c - t^*}{\bar{t} - t^*} > 0$

El impacto de la línea de transmisión entre los agentes de mercado es desigual. En efecto, cada productor ve disminuidas sus utilidades como consecuencia de la interconexión en:

$$\pi^c - \pi^m = -\Delta f(k_1^c - k_1^m) + \Delta c (k_1^c t^c - k_1^m t^m) < 0$$

La expresión anterior es negativa porque por definición  $t^m$  es el punto donde la expresión  $\Delta c k_1 t(k_1) - \Delta f k_1$  alcanza el máximo.

Los consumidores de cada localidad en cambio se ven beneficiados pues disminuye el gasto total que deben realizar por concepto de energía en

$$\Delta c \int_{t^c}^{t^m} q(t) dt$$

En el agregado, el cambio en bienestar está dado por:

$$\Delta W = \Delta c \left[ (k_1^c - k_1^m)(t^c - t^*) + \int_{t^c}^{t^m} (q(t) - k_1^m) dt \right] > 0$$

La línea será socialmente rentable si y sólo si el beneficio de los consumidores es mayor al costo fijo de la línea, es decir,  $\Delta W > p_o$ . Observe que, en caso de ser socialmente rentable, la línea beneficia exclusivamente a los consumidores por lo que son estos agentes quienes deben asumir el costo fijo de la línea.

A primera vista puede parecer una pérdida social la construcción de una línea que no se va a usar. Se podría pensar que es más eficiente regular apropiadamente a los dos monopolios locales y evitar así la construcción de la línea. Sin embargo es necesario tener presente que es ampliamente reconocido que la regulación es un mal sustituto de la competencia. Además en este caso la regulación iría un paso más allá de lo habitual, pues no sólo se regularían las tarifas y la obligación de dar servicio, sino que además se establecería el tipo de tecnología utilizar. Además, es necesario tener presente que la construcción de la línea de transmisión disminuiría en ambas localidades la necesidad de tener capacidad de respaldo, por lo que se usaría para transportar energía cuando la generación de una localidad fuese insuficiente para abastecer la demanda debido a fallas en el parque generador. Por último, el hecho que no exista transmisión se debe exclusivamente a que hemos supuesto que los mercados son completamente simétricos, tanto por el lado de la oferta como de la demanda. En la medida que se introducen asimetrías en los mercados, habría transporte de energía, y la función “generar competencia” se mezclaría con la función transporte y la de respaldo.

## **5. Comentarios Finales**

La evaluación de la expansión o construcción de una línea de transmisión debe considerar todos los beneficios y costos que ésta ocasiona. De lo contrario es altamente probable que la decisión que se tome sea incorrecta. Lo anterior determina la necesidad de comprender a cabalidad las distintas funciones que cumple el sistema de transmisión dentro de un sistema eléctrico. La primera – y más obvia – función es transportar energía desde un punto del sistema a otro, lo que permite satisfacer la demanda con energía producida en las plantas con menor costo operacional del sistema, aún cuando éstas estén lejos de los centros de consumo. En segundo lugar, y como consecuencia directa de la función de transporte, el sistema de transmisión actúa también como sustituto de potencia instalada (incluyendo la capacidad de respaldo). Finalmente, el sistema de transmisión facilita la competencia entre mercados. Una línea de transmisión que conecta a dos mercados restringe el poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus mercados locales pues cualquier intento por cobrar precios por sobre el competitivo se traducirá en la llegada de mayores importaciones de energía desde el mercado vecino – sujeto a la capacidad de la línea.

Este artículo analiza en detalle las tres funciones que cumple el sistema de transmisión en un sistema eléctrico, así como también la forma como se debería tarifcar su uso – sujeto a que la comparación de los costos y beneficios de la línea indique que construirla es socialmente rentable. En cada caso se emplea el modelo más simple que sea posible y se aísla la función.

La forma de tarifcar la transmisión debe estar relacionada al sistema de precios que se usa para remunerar la energía y la potencia. En este trabajo el modelo supone un esquema de precio que es una aplicación del modelo de peak load pricing. En particular, éste fue extendido para tomar en cuenta la variable espacial por lo que la forma específica que adopta el peak-load pricing es más compleja. Este esquema de cobro se traduce en que los generadores localizados fuera del centro de consumo deben pagar directamente el costo marginal de largo plazo del sistema de transmisión (el que incluye el costo variable de

inversión y de operación del mismo), aún cuando en último término la incidencia de este cobro recae en los consumidores a través del pago de energía y potencia que realizan.

En cuanto al cargo fijo de inversión en transmisión este artículo argumenta que este debe ser financiado por aquellos usuarios que se benefician directamente de él y en proporción a los beneficios que reciben. En un escenario competitivo, con libre entrada al segmento de generación y sin restricciones de capacidad, los generadores no obtienen utilidades económicas por lo que el costo fijo debería ser enterado íntegramente por los consumidores. En un escenario más general, en el que el sistema de transmisión permite a los generadores obtener utilidades económicas positivas, el cargo fijo debería repartirse entre consumidores y generadores en proporción al beneficio que cada uno de ellos obtiene. Este es el caso, por ejemplo, cuando existen restricciones a la capacidad instalada de la planta localizada fuera del centro de consumo pues tanto el generador en cuestión como los consumidores se benefician de la línea.

El criterio de asignación del costo fijo propuesto es eficiente pues no altera la decisión de uso de la línea y no excluye a ningún usuario que puede contribuir a financiar aquella porción de los costos que no son cubiertos por el cargo variable. La asignación del costo fijo a través de un criterio distinto, como podría ser el cobro del costo fijo a los generadores en condiciones en que éstos no obtienen utilidades económicas asociadas al uso del sistema de transmisión, introduce distorsiones que reducen el bienestar social. La pérdida de bienestar social se materializa a través de la conformación de un parque generador cuya composición es ineficiente. En particular, la necesidad de recaudar mayores ingresos para cubrir el costo fijo puede obligar a los generadores a sobre-invertir en la tecnología de mayor costo de operación y a subinvertir en la tecnología de menor costo de operación. De esta manera los generadores logran que las primeras plantas marginen – y en consecuencia fijen el precio – por un período de tiempo más largo.

En nuestro análisis no existe el riesgo de construir líneas de transmisión que no son socialmente rentables – pues hemos supuesto que antes de construir cualquier línea se comparan los costos y beneficios asociados a ello. En ese sentido, nuestro análisis se centra en diseñar el sistema de precios que permite que en una solución descentralizada el parque generador tenga la capacidad y composición socialmente óptima. Nuestro análisis va sin embargo un paso más allá, pues el diseño adecuado de la tarificación permite que el sistema de transmisión tenga la capacidad y se use de manera eficiente.

La metodología utilizada en este artículo se basó en un modelo general que fue adaptado en cada caso para aislar las distintas funciones que cumple el sistema de transmisión, y lo hicimos así con el fin de ilustrar cada una de las funciones que cumple el sistema de transmisión. Sin embargo, una tarea pendiente es integrar estas tres funciones en un único modelo.

## Referencias

- Boiteux, M. (1960): "Peak load-pricing". *Journal of Business* 33: 157-179.
- Borenstein, S., Bushnell, J., Stoft, S (2000): "The competitive effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry". *The RAND Journal of Economics* 31 (2), 294-325.
- Chao, H.-P y Peck, S. (1996): "A market mechanism for electric power transmission". *Journal of Regulatory Economics* 10, 25-59.
- Fischer, R. y P. Serra (2002). "Energy prices in the presence of plant indivisibilities". *Energy Economics* 25, 303-314.
- Green, R. (1997): "Electricity Transmission Pricing. An International Comparison". *Utilities Policy* 6 (3), 77-184.
- Hogan, W. (1992): "Contract Networks for electric power transmission". *Journal of Regulatory Economics* 4(3), 211-242.
- Joskow, P. (1976): "Contributions in the theory of marginal pricing". *Bell Journal of economics* 7(1), 1907-206.
- Schweppe, F.C., M.C. Caramaris, R.D. Tabors y R.E. Bohn (1988): Spot Pricing of Electricity. Kluwer, Boston.

## Anexo

### El Sistema de Transporte como Proveedor de Respaldo

La interconexión de dos sistemas permite reducir la capacidad de respaldo de un sistema<sup>17</sup> o bien, aumentar el grado de seguridad con que opera un sistema eléctrico manteniendo la capacidad de respaldo constante.

Para ilustrar este efecto se debe tener en cuenta que los sistemas eléctricos pueden presentar dos tipos de falla asociados a la generación: fallas de potencia, ante caídas intempestivas de centrales y fallas de energía o de larga duración como es el caso de las ocasionadas por una sequía. La forma óptima de reaccionar ante estos potenciales problemas es distinta. Frente a fallas de energía o de larga duración, el sistema requiere contar con centrales de respaldo capaces de reemplazar la energía faltante producto de la sequía; para ello se recurre a centrales térmicas tradicionales (a carbón principalmente), aunque sean de mayor costo que las de ciclo combinado. Cuando se presenta una falla intempestiva, es necesario contar con reserva de generación en giro, motivo por el cual las centrales hidráulicas de embalse suelen ser la mejor opción.

El rol del sistema de transmisión en torno a la capacidad de respaldo se puede materializar de diversas maneras. Así por ejemplo, frente al caso de las fallas de potencia, el sistema de transmisión, cumpliendo un rol similar al de sustituto de potencia instalada analizado en el texto, permite reducir la capacidad instalada para proveer respaldo.

El efecto sobre la seguridad y el respaldo también puede ser analizado en términos de la probabilidad de falla de un sistema. Para ello, imaginemos dos ciudades, A y B, con la misma demanda máxima por potencia, las que además son coincidentes. Existe una tecnología de generación, la que presenta economías de escala por lo que es eficiente instalar  $n$  plantas en cada ciudad. Supongamos que hay una probabilidad  $\pi$  de que una central falle. Se trata de fallas de muy corta duración, que no afectan el consumo agregado pero tienen un elevado costo. Luego si no hay respaldo, hay una probabilidad  $1 - (1-\pi)^n$  de que haya una interrupción en un instante dado. Si se instalan  $m$  plantas de respaldo la probabilidad de que el sistema falle en cada instante disminuye a  $\sum_{i=m+1}^{n+m} \binom{n+m}{i} \pi^i (1-\pi)^{n+m-i} = 1 - \sum_{i=0}^m \binom{n+m}{i} \pi^i (1-\pi)^{n+m-i}$ <sup>18</sup>. Esta probabilidad es creciente en  $n$  y decreciente en el número de centrales de respaldo. La interconexión de dos sistemas eléctricos dotados de  $n$  centrales de generación y  $m$  centrales de respaldo cada uno produce una caída en la probabilidad de falla del sistema. Alternativamente sería posible mantener la misma probabilidad de falla inicial pero disminuyendo el número de centrales de respaldo. Para ilustrar más claramente este efecto, considere un sistema eléctrico dotado de 10 centrales de generación, 2 centrales de respaldo, y en que la probabilidad de falla instantánea de cada central es 5%. Bajo estas circunstancias la probabilidad de falla del sistema es aproximadamente 2%. Si ambos sistemas se interconectan, la probabilidad de falla del sistema se reduce a 0.6%. Alternativamente supongamos que el estándar de calidad de suministro establece una probabilidad máxima de falla del sistema de 2%. En este caso,

---

<sup>17</sup> Centrales que deben mantenerse proveyendo reserva en giro.

<sup>18</sup> Implícitamente se ha asumido que todas las plantas tienen la misma capacidad.

sin línea de transmisión esto significa que cada sistema debe destinar 2 centrales a proveer respaldo mientras que el sistema integrado sólo requeriría de 3 centrales. (Ver Figura A1).

El beneficio por concepto de respaldo es aún más significativo cuando el sistema de transmisión une sistemas con características distintas (composición del parque generador, curva de carga, etc.). Por ejemplo, uno preferentemente hidráulico con otro térmico. En el primero las fallas más importantes son las de energía pues una sequía severa disminuye la capacidad de generar.<sup>19</sup> Por otro lado, en los sistemas térmicos las principales fallas son de potencia, cosa que no ocurre en los sistemas hidráulicos, dado que las centrales hidráulicas pueden responder rápidamente a las contingencias. Entonces, durante las sequías la capacidad de respaldo del sistema térmico puede producir energía para el sistema hidráulico, mientras que las centrales hidráulicas responden ante fallas de corta duración de las centrales térmicas.

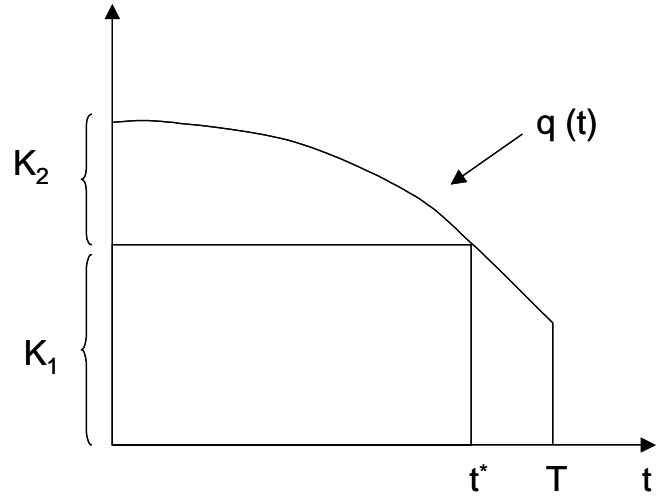
Bajo el supuesto de que la potencia instalada total, incluyendo la capacidad de respaldo, es financiada por los consumidores, entonces el beneficio por concepto de “respaldo” recae directamente sobre este grupo de usuarios. Luego, el costo fijo de la línea de transmisión también debería recaer sobre los consumidores.

---

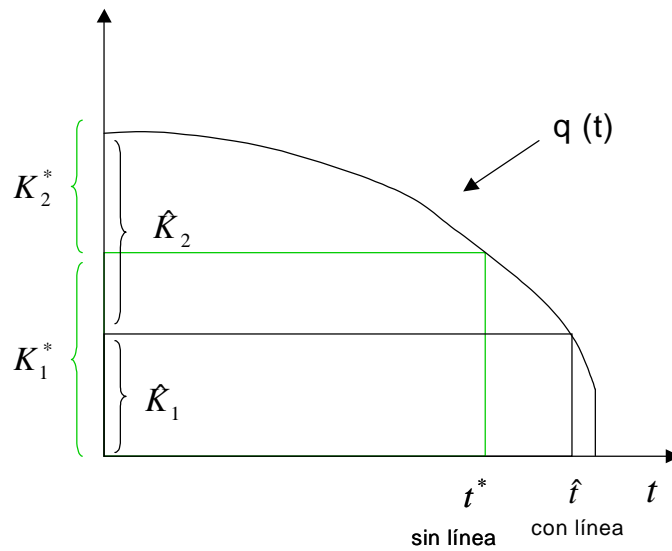
<sup>19</sup> Una situación similar se podría presentar si por alguna razón se produce una interrupción prolongada en el abastecimiento de gas proveniente de Argentina.

## Figuras

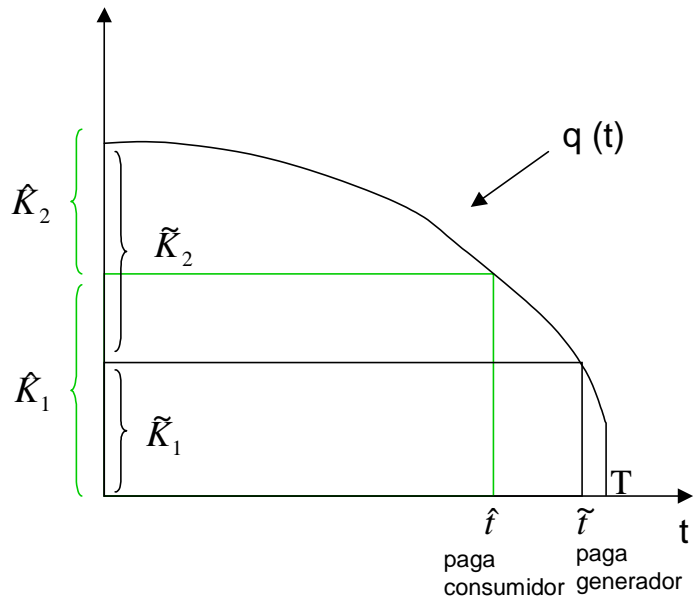
**FIGURA 1**  
**Composición Óptima del Parque Generador**



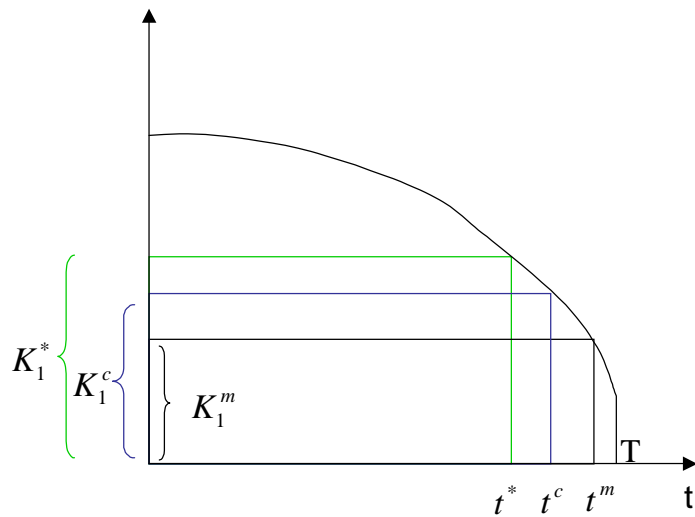
**FIGURA 2**  
**Composición Óptima del Parque Generador**  
**(con línea de Transmisión)**



**FIGURA 3**  
**Composición Parque Generador según**  
**Asignación costo fijo transmisión**

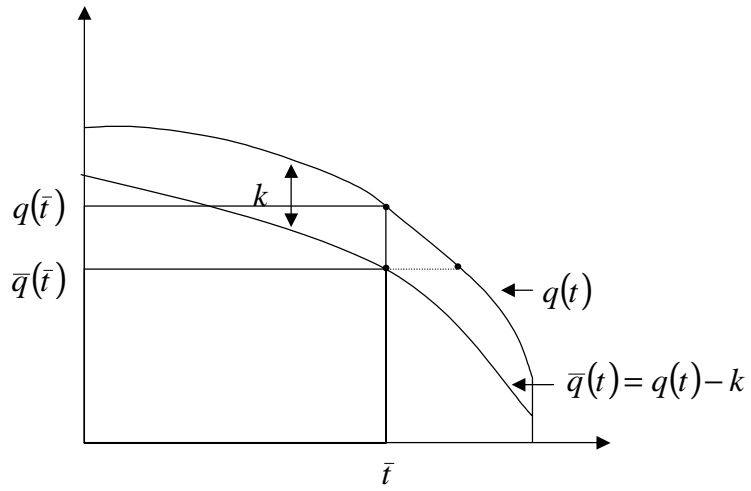


**FIGURA 4**  
**Composición Parque Generador**  
**bajo distintos supuestos de comportamiento competitivo**



**FIGURA 5**

### Curva de Carga con y sin Importaciones



**FIGURA A1**

