

Transmisión eléctrica y la “ley corta”

Una estimación del cargo directo que pagarán los consumidores*

ALEXANDER GALETOVIC Y CRISTIÁN MUÑOZ

- La “ley corta” eléctrica fue enviada al Congreso en mayo de 2002 y desde entonces ha sido fuente de muchas polémicas. Uno de los puntos importantes es cómo se determinarán los peajes de transmisión que deben pagar consumidores y empresas generadoras.
- Luego de largas discusiones parece haberse llegado a acuerdo: el 80% del uso de la así llamada “área de influencia común del sistema troncal” se le asignaría a los generadores, y el resto a los retiros; mientras que en el resto del sistema troncal el uso lo determinará la dirección del flujo: las líneas que inyecten al área de influencia común se suponen usadas por los generadores, mientras que las líneas de retiro se suponen usadas por los consumidores.
- Para todo consumidor se calculará un cargo único de transmisión por KWh por los primeros 50 MW consumidos. Este cargo único por KWh será independiente de la localización del consumo. En vista que el 84% de los peajes corresponde a la categoría de consumos por debajo del equivalente a 50 MW el cargo por retiros será muy cercano al así llamado estampillado: un cargo por KWh independiente de la localización del consumo y del peaje asignado al nudo donde retira.
- Nuestros cálculos indican que la regla de asignación en la versión actual de la ley corta le asigna el 68% del pago de los peajes de transmisión a las centrales que inyectan y el 32% restante a los retiros. A diferencia de propuestas anteriores, estos porcentajes son el resultado de reglas de asignación de uso cuyo propósito es diferenciar los pagos según la localización de las centrales y, en menor medida, de usuarios, aproximando así de mejor manera el uso económico de las líneas de transmisión.
- El cargo directo adicional que pagarán los usuarios, independientemente de dónde estén localizados, es alrededor de 0,7 mils por KWh; lo que se compara con los 22,16 mils por KWh del precio de nudo de la energía en Quillota (octubre de 2003) y los 10,01 mils por KWh del precio de nudo de la potencia. Vale decir, equivale al 2,2% del precio de nudo.
- Este cargo es bastante menor que los 1,1 mils por KWh que hubieran resultado de aplicar la regla de asignación propuesta en una versión anterior de la ley corta, que le asignaba el 50% de los peajes de cada línea a las inyecciones y el resto a los retiros.
- Si bien el cargo directo promedio que pagarán los usuarios es una fracción pequeña del precio monómico de la energía a nivel de generación-transporte, la promediación y redistribución esconde variaciones significativas de peajes asignados a los distintos nudos. Nuestros cálculos muestran que si el peaje asignado a los usuarios de cada nudo antes de redistribución indicase apropiadamente el uso económico, el costo económico de la transmisión en los extremos del sistema puede llegar a proporciones cercanas al 15% del precio monómico de la energía. Esto sugiere que, por razones de eficiencia económica, el sistema de peajes debiera dar señales de localización a los usuarios. En principio, el proyecto recoge estas señales. Sin embargo, la redistribución de peajes desde los usuarios localizados en los extremos hacia los ubicados en el centro terminan debilitándolas.

Alexander Galetovic. Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, email: agaletov@dii.uchile.cl

Cristián Muñoz. AES Gener S.A., email: cmunoz@aes.com

* Este trabajo fue financiado por AES-Gener S.A. Sin embargo, su contenido es de nuestra exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a AES-Gener S.A. Agradecemos los comentarios de Juan Ricardo Inostroza.

1. Introducción y motivación

La “ley corta” eléctrica fue enviada al Congreso en mayo de 2002 y desde entonces ha sido fuente de muchas polémicas. Uno de los puntos importantes es cómo se determinarán los peajes de transmisión que deben pagar consumidores y empresas generadoras. Luego de largas discusiones parece haberse llegado a acuerdo: el 80% del uso de la así llamada “área de influencia común del sistema troncal” se le asignaría a los generadores y el resto a los retiros; mientras que, fuera de esta área de influencia común en el resto del sistema troncal, el uso lo determinará la dirección del flujo: las líneas que inyecten al área de influencia común se suponen usadas por los generadores, mientras que las líneas de retiro se suponen usadas por los consumidores¹.

Esta nota estima el cargo directo que pagarían los consumidores bajo el mecanismo que impondría la nueva ley simulando la operación del sistema durante el año hidrológico 2005-6. Las principales conclusiones del trabajo son las siguientes:

Primero, la regla de asignación en la versión actual de la ley corta implica que el 68% del pago de los peajes de transmisión le será asignado a las centrales que inyectan y el 32% restante a los retiros. Segundo, el cargo directo adicional que pagarán los usuarios es alrededor de 0,7 mils por KWh²; la que se compara, por ejemplo, con los 22,16 mils por KWh del precio de nudo de la energía en Quillota (octubre de 2003) y los 10,01 mils por KWh del precio de nudo de

la potencia³. Vale decir, equivale al 2,2% del precio de nudo monómico en Quillota que es de 32,17 mils por KWh.

En la sección 2 se discute brevemente un par de conceptos básicos sobre peajes que son necesarios para entender nuestro cálculo. En la sección 3 presentamos los cálculos, y un par de ejercicios de sensibilidad. La sección 4 concluye. En un apéndice se resumen los principales supuestos y fuentes de datos.

2. Peajes y precios a consumidores

2.1. Conceptos básicos

En este trabajo estimamos el cargo directo que pagarían los consumidores si se adopta la regla de peajes propuesta en la versión actual de la ley corta. Sin embargo, para entender qué significan exactamente las estimaciones que presentaremos más adelante es necesario definir antes algunos conceptos básicos: regla de asignación, uso de una línea de transmisión, sujeto de pago, y cargo directo⁴.

Como se puede apreciar en la Figura 1, una *regla de asignación de peajes* indica dos cosas. Primero, el *sujeto de pago*, vale decir, quién es el encargado de “hacer el cheque” que recibe el transmisor. En segundo lugar, también indica quién usa cada tramo del sistema de transmisión. *Grosso modo*, el uso se le atribuye a las centrales que inyectan, a los consumos que retiran, o bien a una combinación de ambos.

La Figura 1 muestra una regla cualquiera de asignación del peaje de una línea hipotética. Una manera de mirar la regla de asignación es sumando las filas de la matriz, las que determi-

¹ Véase la indicación 152-349 del 4 de agosto de 2003, N° 1, puntos D y E.

² Un “mil” corresponde a una milésima de dólar. Es la unidad estándar en la que se expresan los costos de la industria eléctrica. Un mil por KWh es equivalente a un dólar por MWh.

³ La fuente es el informe de precio de nudo de abril de 2003 de la CNE.

⁴ Una discusión más detallada se encuentra en Galetovic y Palma (2003).

Figura 1
Reglas de asignación

	Sujeto de pago	
	Generadores	Usuarios
Inyecciones	21%	31%
Retiros	19%	29%

nan el pago por uso. Se aprecia que el 52% del uso de esa línea se le atribuye a las inyecciones de centrales y el 48% restante a los retiros.

Al mismo tiempo, la regla de asignación se puede establecer sumando las columnas de la matriz, las que indican cuánto cancela cada sujeto de pago. Haciéndolo, se obtiene que el transmisor cobrará el 40% de los peajes a generadores y el 60% restante a consumidores. ¿Cómo se descomponen estas sumas?

- La celda (1,1) de la matriz indica que el 21% del peaje de esta línea se le cargará a las inyecciones que la usan y será pagado por los generadores (los sujetos de pago). Con algún método se determina el uso de cada generador y éste, a su vez, determina la prorrata de cada uno. El 21% se reparte entre los generadores de acuerdo a la prorrata de cada uno.
- La celda (1,2) de la matriz indica que la responsabilidad de pagar el 31% de la línea será de los consumidores (el sujeto de pago), pero la prorrata de cada uno se determinará según el uso que hagan los generadores que lo abastecen. El uso de cada generador es idéntico al de la celda (1,1), pero esta vez la prorrata respectiva se reparte entre los consumidores con quien tiene contrato cada generador.

- La celda (2,1) indica que el 19% de la línea se cobrará a los generadores por el uso de la línea que hagan sus clientes. Con algún método se determina el uso de cada consumidor y el 19% se reparte de acuerdo con la prorrata de cada uno. La prorrata de cada consumidor se le asigna al generador con quien tenga contrato.
- Por último, la celda (2,2) establece que el 29% del peaje de esta línea se cargará a los consumidores que la usan (los sujetos de pago). El uso de cada consumidor es idéntico al de la celda (2,1), pero esta vez cada consumidor es responsable de pagarle al transmisor su prorrata.

¿Qué se entiende por “uso”? Cuando se trata, por ejemplo, de una carretera el uso es fácil de determinar, porque es identificable que un automóvil va desde Santiago hacia Valparaíso. Sin embargo, cuando se trata de sistemas eléctricos, el uso es difícil de definir, porque cuando una central inyecta un KW adicional o un consumo lo retira, los flujos se ajustan y varían en todo el sistema obedeciendo las leyes de Kirchhoff. De esta forma, no se pueden identificar físicamente los electrones inyectados por una central. Por esta razón fundamental los métodos existentes para determinar el uso de una línea son descomposiciones “contables” de los flujos (contables en el sentido que obedecen ciertas reglas básicas de consistencia) que, sin embargo, se deducen de propiedades eléctricas. Para determinar el uso que hace de una línea cada central generadora, seguramente se adoptará el método de los GGDF, por *generalized generation distribution factors* (véase Ng [1981] y Rudnick et al. [1995]). Similarmente, para determinar el uso que hace cada consumidor de una línea se usará el método de los GLDF, por *generalized load distribution factors*.

¿Por qué distinguir entre el sujeto de pago y la regla para determinar el uso? La razón es que la *incidencia* de una regla de asignación —vale decir, quién paga finalmente una línea— y, por lo tanto, sus efectos económicos dependen del criterio que se use para determinar quién “usa” determinada línea, y no de quiénes sean los sujetos de pago⁵. En efecto, mientras la regulación no sea expropiatoria fijando precios por debajo de los costos, en el largo plazo los usuarios terminarán pagando los peajes de transmisión casi con independencia de quién sea el sujeto de pago. Sin embargo, la regla para determinar el uso afectará el costo relativo de localizar centrales (y en menor medida, consumos) en distintos puntos del sistema. Por ejemplo, si se pasa de un criterio que le asigna el 100% de un tramo dado a las inyecciones a uno en que las inyecciones pagan sólo el 50% y el resto los retiros, inmediatamente se hace más barato localizar una central en el extremo de ese tramo, independientemente si los sujetos de pago del 50% restante son empresas generadoras o consumidoras.

En este trabajo estimamos los cargos directos que pagarán los consumidores si se aprueba el proyecto de ley corta que actualmente se discute en el Congreso. Por cargos directos entendemos todos aquellos que plausiblemente se traspasarán directamente a la cuenta que pagarán los consumidores, ya sea porque se les hace sujetos de pago, o bien, porque las condiciones de mercado los obliga a pagarlos. A continuación argumentaremos que sólo las celdas (2,1) y (2,2) caen dentro de esa categoría.

⁵ Por supuesto, en la transición desde un mecanismo de reglas de tarificación a otro seguramente ocurrirán redistribuciones de riqueza mientras vencen los contratos ya firmados. Por eso, el traspaso a consumidores probablemente será gradual.

Considérese primero la celda (2,2): uso asignado a retiros que deben pagarle directamente al transmisor. Claramente, el pago asignado a los retiros es irrelevante desde el punto de vista de la competencia entre generadores —el pago por transmisión lo hace el cliente—. Por lo mismo, a pesar que en la celda (2,1) el sujeto de pago es el generador, la competencia debiera llevar a que el peaje fuera irrelevante. En efecto, supóngase que un grupo de ellos compite por un cliente cuyo peaje asignado es τ . El peaje τ formará parte de los costos de quien gane la licitación y, por lo tanto, debiera ser traspasado al precio que cancelará el cliente.

Por otro lado, es razonable suponer que el pago asignado a las inyecciones no se traspasará directamente a los precios que sufragarán los consumidores, porque estos pagos difieren entre centrales según donde se ubiquen. Por otro lado, por las características del despacho, el costo de energía y potencia para servir un contrato en un nudo determinado es el mismo para todos los generadores, independientemente de los peajes que paguen sus centrales. En competencia, por lo tanto, el cargo de transmisión deberá ser pagado por la central.

Ahora bien, si bien nuestra estimación del cargo directo excluye la celda (1,1), ello no significa que sea irrelevante en la práctica, porque cualquiera sea la regla de asignación de peajes, el precio final de la energía y la potencia deberá ajustarse para que las empresas generadoras retornen una rentabilidad normal. Distintas reglas de asignación darán señales de localización de centrales menos o más eficientes, y dependiendo de eso el precio de equilibrio de la electricidad será mayor o menor. Nuestro ejercicio no estima este efecto y, por lo tanto, en rigor, no responde la pregunta más amplia de cuánto más pagarán finalmente los consumidores bajo cada regla de asignación de peajes estudiada más adelante.

2.2. El cargo directo a consumidores y la "ley corta"

Bajo la regulación vigente el sujeto de pago es siempre un generador —los usuarios no le hacen cancelaciones directas a la empresa de transmisión—. La regla de asignación de peajes a cada central se determina con el método de las áreas de influencia, mientras que los sistemas cuyo uso es asignado a los usuarios se pagan con peajes adicionales⁶. La versión actual de la ley es algo más complicada. A continuación describimos lo que aparece en el proyecto actual de ley corta, explicamos la regla de asignación y examinamos quiénes son los sujetos de pago.

Definiciones. En la versión actual de la ley corta se distinguen tres sistemas de transmisión, el troncal, la subtransmisión y el sistema de transmisión adicional (art. 71°-1 a 71°-4). El sistema troncal, a su vez, se divide entre el 'área de influencia común' y el resto.

Según el artículo 71°-2, el sistema troncal está compuesto por:

"[...] las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas".

Para que una línea califique, deben cumplirse las siguientes condiciones:

⁶ Actualmente la excepción son las empresas de distribución sin contrato (Resolución N° 88 de 2001 del Ministerio de Economía).

- a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
- b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.
- c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.
- e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes".

Por su parte, el área de influencia común del sistema troncal:

C) [...] Es el área, fijada para efectos de remuneración del Sistema Troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema.
2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema.
3. Que la densidad de la utilización, dada

por el cociente [sic] entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

Nuestro ejercicio estima el cargo directo que se le asignará a los consumidores por el uso del sistema troncal. La regla anterior implica que el área de influencia común está compuesta por todos los nudos ubicados entre Charrúa 500 kV por el Sur y Quillota 220 kV por el norte⁷. El resto del sistema troncal está compuesto por dos subsistemas: Norte, compuesto por los nudos ubicados entre la Quillota 220 kV y Diego de Almagro 220 kV; y Sur, compuesto por las barras ubicadas entre Charrúa 500 kV y Puerto Montt (ver Figura 2).

Regla de asignación. La regla de asignación del uso, según la indicación 152-349 del 4 de agosto de 2003, N° 1, puntos D y E, es la siguiente:

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1. Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

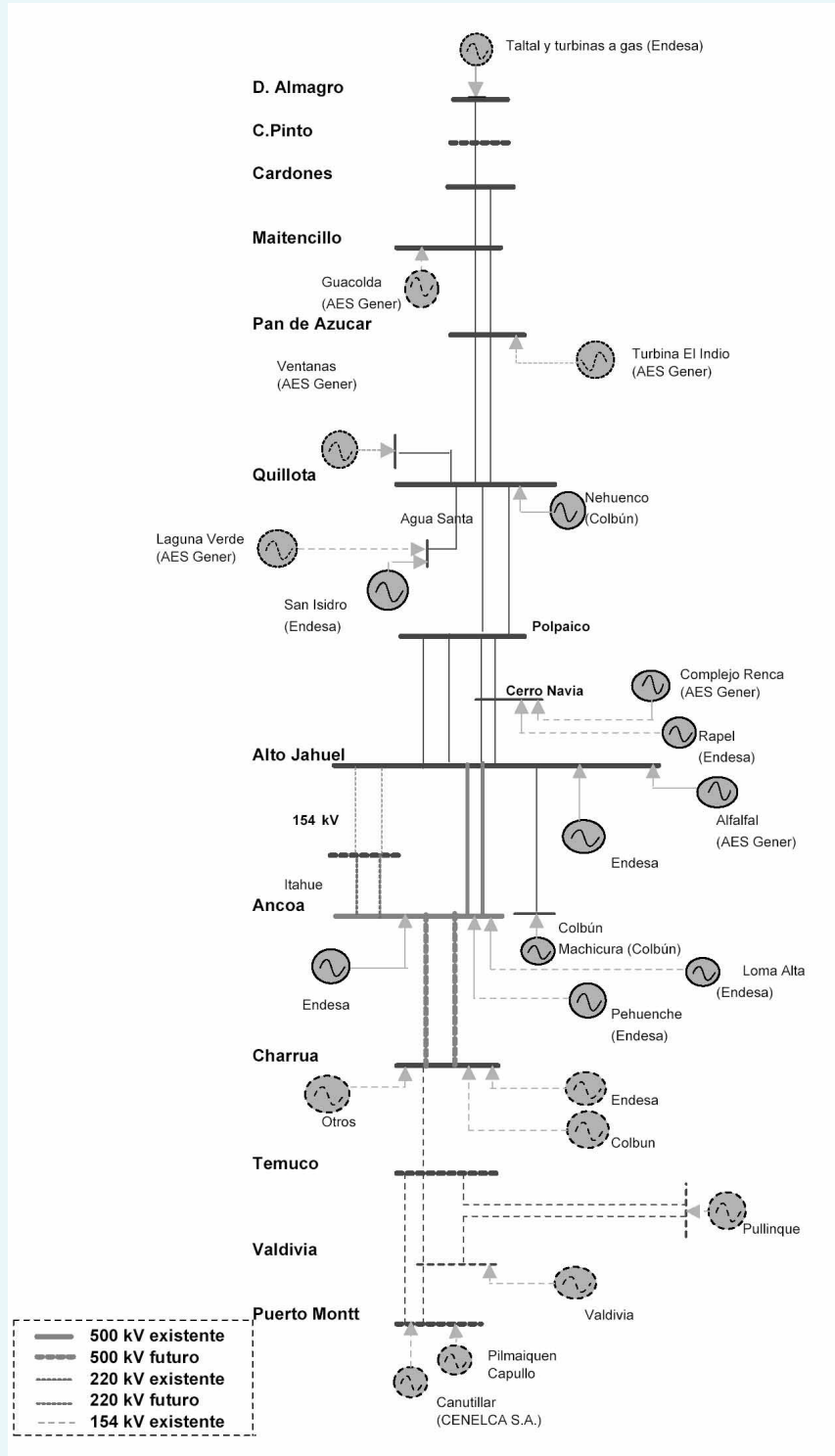
⁷ Actualmente el nudo de Charrúa está en 220 kV, pero será transformado a 500 kV cuando entre la central Ralco.

2. Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1. El pago final que le corresponderá cancelar a cada central generadora, por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.
2. El pago final que le corresponderá realizar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstas de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.
3. Para cada escenario que se pueda dar en la operación del sistema, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.
4. En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo [...] se asignará a los propietarios de las centrales ubicadas aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.
5. En los tramos en que el sentido del flu-

Figura 2
Troncal SIC, 2005-2006



jo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Es decir, por un lado, el 80% del uso del área de influencia común se le asigna a las centrales generadoras y el 20% restante a los usuarios. Por otro, para determinar el uso de las líneas que no están en el área de influencia común se estimará la dirección del flujo para cada una de 1.440 condiciones de operación del sistema según la hidrología, el mes y la demanda (en la sección siguiente y el apéndice se explica cómo se obtienen estas 1.440 condiciones de operación). Si el flujo de la línea se aleja del área de influencia común en una condición de operación dada, el uso se le asigna a los retiros. Por el contrario, si el flujo de la línea va hacia el área de influencia común, entonces el uso se le asigna a las inyecciones de centrales. Ahora bien, sea x el número de condiciones de operación tal que el flujo de la línea va hacia el área de influencia común. Entonces, en términos agregados, la fracción del uso asignada a las inyecciones aguas arriba del tramo es

$$\frac{x}{1.440} \quad (2.1)$$

y la fracción asignada a los retiros aguas abajo del tramo es

$$\frac{1.440 - x}{1.440} \quad (2.2)$$

Sin embargo, el cargo directo asignado al nudo no es igual a $\frac{1.440 - x}{1.440} \cdot (\text{peaje nudo})$, como se verá más adelante.

Sujetos de pago Es un poco más complicado extraer los sujetos de pago. De acuerdo con la misma indicación (puntos A y B), son los siguientes:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts⁸.

Para determinar el cargo único, se calculará la participación porcentual que el consumo señalado tiene en el total de la energía retirada de la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto del cargo único será equivalente a la suma de los aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra⁹.

⁸ Originalmente la indicación del Ejecutivo ponía el límite en 5MW, pero fue ampliada a 50 MW por la indicación 69.2, aprobada el 10 de septiembre.

⁹ Vale decir, el procedimiento para calcular el cargo único es el siguiente: (i) Los consumos de cada cliente de un nudo determinado, por ejemplo Cerro Navia, se separan en "hasta 50MW" y "por encima de 50MW". (ii) Se suman todos los consumos "hasta 50MW" del nudo Cerro Navia y se calcula la prorrata sobre el total de consumos de Cerro Navia. (iii) Con la prorrata de los consumos "hasta 50MW" se calcula la fracción de los peajes por retiros asignados a tales consumos. (iv) Los peajes por retiros asignados a consumos de "hasta 50 MW" todos los nudos del troncal se suman y se dividen por el consumo total correspondiente; el cociente es el cargo único por KWh.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra, deberán ser reliquidadas entre las empresas que retiren energía del sistema troncal.

B) [...] Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

El punto B indica que los sujetos de pago de peajes asignados a retiros son las empresas generadoras que retiren energía en los distintos nudos por cuenta de sus clientes, tal como es actualmente.

La innovación de la ley corta está en el punto A, que indica cómo se le traspasarán los peajes por uso a los usuarios. Para todo consumidor se calculará un cargo único de transmisión por KWh por los primeros 50 MW consumidos^{10,11}. Este cargo único por KWh será independiente de la localización del consumo. Como se aprecia en el Cuadro 1, el 85% de los peajes

¹⁰ Obviamente, es necesario transformar el límite de consumo, expresado en potencia, a uno de energía usando un factor de carga que no aparece en el proyecto y que seguramente se dejó para el Reglamento. En adelante diremos “consumo por encima de 50MW”, pero nos referiremos en realidad al equivalente en energía.

¹¹ La potencia máxima retirada por un cliente regulado es de 2MW, y equivale aproximadamente a un centro comercial tal como el Parque Arauco. Por lo tanto, el límite de 50MW incluye a casi todos los clientes del sistema.

corresponde a la categoría de consumos por debajo del equivalente a 50MW. De este modo, el cargo por retiros será muy cercano al así llamado estampillado —un cargo por KWh independiente de la localización—. Finalmente, la segunda parte del punto A indica que las empresas que retiran energía deben reliquidar para que los generadores que cancelaron los peajes al transmisor reciban los pagos que hagan los usuarios.

Nótese que no existe un cargo directo para el peaje de los consumos por encima de 50MW. Por lo tanto, en el corto plazo los generadores traspasarán los peajes por retiros sólo en la medida que lo permitan los contratos. En el largo plazo, sin embargo, lo razonable es que dichos cargos los asuman los clientes, a medida que se renueven los contratos.

3. Una estimación del cargo directo que pagarían los consumidores

3.1. Metodología y fuentes de datos

El cálculo estima el cargo directo adicional que pagarán los consumidores durante el año hidrológico que comienza en abril de 2005 y termina en marzo de 2006. Se escogió este año, porque nos parece representativo del largo plazo, ya que incluye a las centrales Nehuenco 2 (capacidad de 384,2 MW) y Ralco (capacidad de 570 MW), y las principales expansiones del sistema troncal: la expansión de la línea Ancoa-Charrúa desde 220 kV a 500 kV y la instalación de condensadores en serie en los tramos Charrúa-Ancoa y Ancoa-Alto Jahuel que permitirán aumentar su capacidad de transmisión.

Usamos una metodología análoga a la descrita en Galetovic y Palma (2003), y referimos al lector interesado a ese artículo para mayores detalles. *Grosso modo*, el procedimiento consiste en lo siguiente:

- Con el modelo Omsic se simulan 1.440 condiciones de operación del sistema. Las 1.440 condiciones de operación se obtienen de suponer tres bloques de demanda (alta, media y baja) para cada mes para las 40 hidrologías habitualmente consideradas para calcular el precio de nudo y operar el sistema (3 x 40 x 12 casos). El modelo se corrió con información del *Informe de Precios de Nudo* de abril de 2003 de la CNE. La distribución del consumo por cada barra del sistema extrajo de los informes del CDEC-SIC.
- Para cada una de las 1.440 condiciones de operación se determinan los flujos por cada línea.
- Para cada línea se calculan los factores GGDF de cada central. Similarmente, para cada línea se calculan los factores GLDF de cada barra de consumo. Los factores GGDF y GLDF se calcularon con el modelo *Deep Edit*.
- Dada la regla de asignación, con los factores GGDF y GLDF se calculan las prorratas de cada agente para cada línea y bajo cada condición de operación. Estas prorratas se agregan y se determina la prorrata promedio de cada agente. Además, la regla de asignación indica para cada línea la fracción que se paga por inyecciones (la ecuación [2.1]) y la que se paga por retiros (la ecuación [2.2]).
- El sistema troncal considerado se refiere a todas las instalaciones de 220 kV y más, entre los nudos de Diego de Almagro y Puerto Montt.
- El valor nuevo de reemplazo de cada línea se extrajo del informe de peajes del CDEC-SIC. Los valores de ingresos reales de transmisión (VIRT) atribuibles a cada línea se calcularon con el modelo multinodal y

multiembalse PLP (acrónimo de “programación de largo plazo”).

3.2. Resultados

El Cuadro 1 muestra los peajes asignados a cada una de las barras de retiro del SIC con la regla de asignación de la versión actual de la ley corta *antes de redistribuir los peajes*. Como lo muestra la columna 4, estos peajes suman US\$26 millones, los que se pueden comparar con los US\$55 millones asignados a las inyecciones. Vale decir, la regla de asignación de la versión actual de la ley corta le asigna el 32% del uso a los retiros y el 68% restante a las inyecciones. Debido a que el artículo 71°-30 separa el consumo de cada cliente en los primeros 50 MW, y los consumos por encima de los primeros 50 MW, hemos separado los peajes asignados a clientes libres según consumo.

Nótese que, como se aprecia en la columna 5, casi la mitad del uso por retiros (48,1%) es asignado a los nudos del norte, proporción que es mucho mayor que la de su consumo 10,4% (columna 6). Por contraste, el uso asignado a los nudos del área de influencia común es 33,5%, a pesar que gran parte del consumo (82,9%) se concentra en esa área. Esto es así, porque el área de influencia común termina en el nudo de Quillota, y en la mayoría de las condiciones de operación se transmite electricidad desde ese nudo hacia el norte. Por contraste, el uso por retiros asignado a los nudos del centro corresponde casi exclusivamente al pago por el área de influencia común. Nótese, además, que al nudo de Puerto Montt se le asigna el 11,9% del uso del troncal, a pesar que es responsable de sólo el 3,2% de los retiros de energía. La participación del nudo Puerto Montt en el uso es importante por la misma razón, pues los flujos de la línea

Cuadro 1
Peajes asignados a retiros, por barra
(en millones de dólares)

	(1) Regulados	(2) No regulados < 50 MW	(3) No regulados > 50 MW	(4) Total	(5) Participación (5) = (4)/26,0	(6) Participación en consumo
Norte						
D. de Almagro	1,1	2,1	0,4	3,6	14,0%	2,1%
Carrera Pinto	-	1,0	-	1,0	3,7%	0,6%
Cardones	2,5	1,6	1,0	5,0	19,4%	3,8%
Maitencillo	0,4	1,0	-	1,4	5,3%	1,4%
Pan de Azúcar	0,8	0,7	-	1,5	5,8%	2,5%
<i>Total</i>				12,5	48,1%	10,4%
Área común						
Quillota	1,1	0,2	0,6	1,8	7,0%	12,7%
Polpaico	0,1	0,2	0,1	0,4	1,7%	3,0%
Cerro Navia	2,4	0,1	-	2,6	9,9%	19,9%
Alto Jahuel	1,6	0,2	1,3	3,1	12,1%	26,6%
Ancoa	0,1	-	-	0,2	0,6%	4,4%
Charrúa	0,1	-	0,4	0,6	2,1%	16,3%
<i>Total</i>				8,7	33,5%	82,9%
Sur						
Temuco	0,8	0,1	-	0,9	3,5%	2,4%
Valdivia	0,8	-	-	0,8	3,1%	1,1%
Puerto Montt	3,1	-	-	3,1	11,9%	3,2%
				4,8	18,5%	6,7%
Total	15,0	7,1	3,9	26,0	100%	100%

La columna 1, *Regulados*, es el monto de peajes en cada nudo asignado a clientes regulados.

La columna 2, *No regulados, < 50MW*, es el monto de peajes asignado a clientes no regulados por consumos de energía equivalentes a los primeros 50MW.

La columna 3, *No regulados, > 50MW*, es el monto de peajes que debieran ser asignados a clientes no regulados por consumos de energía por encima del equivalente a 50MW.

La columna 5, *Participación*, es la participación del nudo respectivo en los US\$26 millones asignados a los retiros.

La columna 6, *Participación en consumo*, es la participación del nudo en el consumo estimado para 2005-6, 36.775 GWh (este consumo es neto de pérdidas).

Fuente: La distribución de peajes entre nudos se obtuvo con cálculos propios. La distribución de consumos se tomó de los informes de ventas del CDEC-SIC.

Charrúa-Temuco se alejan desde Charrúa, el extremo Sur del área de influencia común.

El Cuadro 2 desglosa los pagos según sean por inyecciones y retiros. Como se dijo antes, finalmente el 68% del sistema troncal se carga a las inyecciones y el restante 32% a los retiros. Estos promedios resultan del 80-20 del área de influencia común y un 47-53 del resto del sistema troncal. Como se aprecia, una fracción mucho mayor termina siéndole asignada a los retiros en el resto del troncal, lo que aumenta su participación en los pagos.

El Cuadro 3 muestra los cargos por nudo en mils por KWh. La columna 1, *Situación actual*, es el cargo por transmisión por KWh que actualmente pagan los clientes regulados por las pérdidas marginales de energía y potencia, y que se incluye en el precio de nudo^{12,13}. La columna 2, *Ley corta (actual)*, es el peaje por retiros asignado al nudo, dividido por el consumo total de KWh del nudo estimado para 2005-6. En la práctica, este es un cargo adicional que se sumará al de la columna 1. Si los peajes no se redistribuyeran, el número presentado en la columna 2 sería

¹² Parte de la energía que se transmite se pierde —estas son las así llamadas pérdidas de transmisión—. Por eso, en Chile se ajustan los precios de nudo según a las pérdidas marginales estimadas. Por ejemplo, típicamente se transmite desde el centro hacia el sur, y de ahí que el precio de nudo en el norte (v.g. Carrera Pinto, Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar) sea ajustado por un factor de penalización que reconoce las pérdidas marginales. El nudo básico de energía del sistema se supone ubicado en Quillota, donde el factor de penalización es uno. Similarmente, el nudo básico de la potencia está ubicado en Polpaico. Nótese que el cargo del nudo Diego de Almagro es negativo. Esto es así, porque en ese nudo inyecta la central Tal-Tal, que alivia los sistemas de transmisión y reduce las pérdidas.

¹³ En las transacciones de energía entre generadores también se consideran las pérdidas marginales, pero los factores los calcula el CDEC-SIC semanalmente de acuerdo con la mejor estimación de los flujos de la semana inmediatamente siguiente. Los factores de pérdida calculados por la CNE son promedios de largo plazo.

Cuadro 2
Distribución de los pagos de peajes
(en millones de dólares)

	(1) Área común	(2) Resto	(3) Total
Inyecciones	80% 41,4	47% 14,0	68% 55,3
Retiros	20% 10,3	53% 15,7	32% 26,0

nuestra estimación del cargo directo adicional por KWh en cada nudo¹⁴.

Como se aprecia de la columna 2, los mayores cargos por KWh ocurrirían en los extremos del sistema. Particularmente en el extremo norte —Diego de Almagro, Carrera Pinto y Cardones— los cargos por KWh llegarían a más de 4 mils por KWh, equivalentes a cerca del 15% del precio de nudo monómico en Quillota; y en el extremo sur —Puerto Montt— el cargo sería de 2,6 mils por KWh. Por contraste, los cargos en nudos dentro del área de influencia común serían muy bajos, no más de 0,4 mils por KWh.

Sin embargo, como se dijo previamente, los peajes asignados a los retiros de consumos no mayores que 50MW se redistribuirán y el cargo por KWh consumido será el mismo en cada nudo, independientemente de su ubicación en el SIC. Por lo tanto, la estimación del cargo directo por KWh es el cociente del pago total de peajes de todo el troncal (los US\$26 millones) dividido por el consumo total. Esta estimación es, ya sea

¹⁴ El cálculo supone que los generadores serán capaces de traspasar los peajes a todos sus clientes libres. Como se dijo antes, es una cuestión no resuelta si esto ocurrirá en el corto plazo, porque existen contratos preexistentes que no incluyen estos cargos. Nuestro cálculo supone que los peajes se traspasan y, por lo tanto, es en ese sentido una cota superior del cargo directo por KWh de clientes regulados y no regulados.

Cuadro 3
Cargos directo por barra
(en mils por KWh)

	(1) Situación actual	(2) Ley corta (actual)	(3) CNE mayo-02 50-50	(4) Flujos dominantes	(5) Ampliación Codelco
Norte					
Diego de Almagro	-1,2	4,8	3,3	5,2	4,6
Carrera Pinto	0,3	4,2	3,0	5,2	4,1
Cardones	0,6	3,6	2,7	4,0	3,5
Maitencillo	0,3	2,6	2,2	2,9	2,6
Pan de Azúcar	0,6	1,6	1,8	2,3	1,6
Area común					
Quillota	0,1	0,4	1,2	0,4	0,4
Polpaico	0,2	0,4	1,2	0,4	0,4
Cerro Navia	0,6	0,4	1,1	0,3	0,4
Alto Jahuel	1,0	0,3	1,0	0,3	0,3
Ancoa	-	0,1	0,5	0,1	0,1
Charrúa	-1,2	0,1	0,4	0,1	0,1
Sur					
Temuco	1,7	1,0	0,9	1,2	1,0
Valdivia	0,7	1,9	1,4	2,4	1,9
Puerto Montt	0,9	2,6	1,7	2,3	2,6
Cargo promedio	0,3	0,7	1,1	0,8	0,7

El cuadro reporta el peaje de la barra dividido por el consumo proyectado durante el año hidrológico 2005-6, 36.775 GWh.

La columna 1, *Situación actual*, es el cargo por transmisión por KWh que actualmente pagan los clientes regulados por las pérdidas marginales, y que se incluyen en el precio de nudo. Parte de este cargo remunera a los actuales sistemas de transmisión en forma de Ingresos Tarifarios. Para la energía se utilizó como nudo básico o de referencia la subestación Quillota 220 kV, en donde no hay recargos por pérdidas de energía; y para la potencia, la subestación Polpaico 220 kV, en donde no hay recargos por pérdidas de potencia. La fuente es el informe de precios de nudo de la CNE de abril de 2003.

La columna 2, *Ley corta (actual)*, es el peaje por KWh que se debería haber pagado en cada barra si se hubiese adoptado el método propuesto en la actual versión de la ley corta, pero sin redistribuir los peajes por retiros entre todos los nudos. Este peaje es un cargo *adicional al de la columna 1*. El *cargo promedio* (última fila de la columna) es el cargo adicional por KWh consumido luego de redistribuir los peajes de acuerdo a lo propuesto en la versión actual de la ley corta.

La columna 3, *CNE 50-50*, son los cargos directos por barra, *adicionales a los de la columna 1*, si se hubiera adoptado la primera propuesta de la CNE de repartir el 50% de los peajes por inyecciones y 50% por retiros, pero sin redistribuir los peajes por retiros entre todos los nudos. El *cargo promedio* (última fila de la columna) es el cargo adicional por KWh consumido luego de redistribuir los peajes.

La columna 4, *Flujos dominantes*, es equivalente a la columna 2, pero se ha supuesto que las líneas fuera del área de influencia común se le asignan a retiros o inyecciones, según sea la dirección del mayor flujo de potencia de las 1.440 condiciones de operación.

La columna 5, *Ampliación Codelco*, es equivalente a la columna 2, pero se ha incluido el proyecto de la mina Salvador de Codelco (barra Diego de Almagro 220 kV) que debiera entrar durante el 2005 y con una demanda adicional equivalentes a 54 MW.

una de largo plazo, en que los contratos se modificarán y todos los cargos de transmisión se traspasarán a los clientes regulados, independientemente de su volumen de consumo; o bien, una estimación del cargo directo introducido por el artículo 71°-30 A.

El resultado son los 0,7 mils por KWh que se reportan al final de la columna 2 del cuadro 3, que es nuestra estimación del cargo directo por KWh que pagarán los usuarios. Esta magnitud se puede comparar con el precio de nudo monómico de la energía en Quillota de 32,17 mils por KWh¹⁵. Vale decir, el cargo directo es equivalente al 2,2% del precio monómico de la energía¹⁶.

Es interesante notar que si bien el cargo directo promedio que pagarán los usuarios es una fracción pequeña del precio monómico de la energía, este esconde variaciones significativas. El Cuadro 3 sugiere que, si el cargo por nudo antes de redistribución fuese una guía apropiada del uso económico del sistema de transmisión, la transmisión sería un componente importante del costo de abastecimiento de los extremos del sistema, y puede llegar a proporciones cercanas al 15% del precio monómico de la energía. Esto sugiere que los peajes de transmisión debieran darle señales de localización a los usuarios. Al redistribuir los peajes asignados a los usuarios desde aquellos localizados en los extremos hacia los ubicados en el centro, el proyecto de ley debilita esas señales.

¹⁵ La fuente es el informe de precio de nudo de abril de 2002 de la CNE.

¹⁶ El precio monómico resulta de agregarle al precio de la energía el cargo de potencia por KWh de energía producida. Para obtenerlo, se prorratea el costo de la potencia según el número de KWh que produce un KW de potencia.

3.3. La versión anterior de la ley corta: el 50-50 de la CNE

Es interesante comparar nuestra estimación del cargo directo con el que hubiera resultado de aplicarse la regla de asignación propuesta por la CNE en una versión anterior de la ley corta. Esta regla de asignación asignaba el 50% del uso de cada línea de todo el troncal a las inyecciones y el 50% restante a los retiros, mientras que el sujeto de pago eran los generadores¹⁷.

La columna 3 del Cuadro 3 muestra los pagos por nudo. Nótese que el cargo promedio hubiera sido mayor, 1,1 mils por KWh, con el 50-50 propuesto por la CNE en diciembre de 2002 (columna 3 del cuadro 3)¹⁸. Esto no es muy sorprendente, puesto que el 50-50 le hubiera asignado la mitad del uso a los retiros, contra el 32% que resulta de aplicar la regla actual. Si bien el orden de magnitud del cargo directo es similar al de la versión actual de la ley corta (0,7 mils por KWh contra 1,1 mils por KWh), la diferencia de 0,4 mils por KWh no es despreciable como fracción del precio de nudo: equivale a subir el peaje directo por KWh en 57% y el precio monómico de la energía en 1,2%.

Es interesante notar, además, que esta regla de asignación hubiese entregado señales de localización más débiles que el proyecto actual, sobre todo en el caso de las centrales. Esto es así, porque el 50% del peaje de cada línea de todo el sistema troncal hubiese sido asignado a las inyecciones, y el 50% restante a los retiros, sin distinguir la dirección de los flujos. De esta forma, la mitad del peaje de aquellas líneas que

¹⁷ Más detalles se encuentran en Galetovic y Palma (2003).

¹⁸ Para obtener las columnas (3) a (5) se dividió el peaje total asignado a cada nudo (véase el cuadro A1 en el anexo) por los 36.775 GWh que, se estima, será su consumo en 2005-6.

son usadas principalmente por centrales hubiese sido traspasado a consumidores. Esta redistribución de peajes hubiese disminuido en forma importante el costo de localizar centrales en los extremos del sistema.

3.4. Sensibilidad

Para terminar, reportamos dos ejercicios de sensibilidad.

Flujos máximos. Existe una manera alternativa de asignar las líneas de los sistemas adicionales a la que se le llama “de los flujos dominantes”. Si el mayor flujo de potencia (o “flujo dominante”) entre las 1.440 condiciones de operación va hacia el área de influencia común, entonces la línea sería pagada completamente por las inyecciones de las centrales ubicada aguas arriba del tramo. Por el contrario, si el flujo dominante de la línea se aleja del área de influencia común, entonces esta sería pagada por los retiros ubicados aguas abajo del tramo.

Si se adoptase este método, el cargo total asignado a los retiros sería marginalmente mayor, US\$27,7 millones contra los US\$26 millones ya reportados (véanse las columnas 2 y 4 del cuadro A1 en el apéndice). Por ello no es muy sorprendente que, como lo muestra la columna 4 del Cuadro 3, el cargo por KWh sea apenas mayor 0,8 mils. Y tampoco lo es que si se adoptase este método el cargo asignado a los nudos de los extremos aumentaría un tanto, particularmente aquellos del norte. En resumen, la distinción hubiera sido relevante para algunos nudos si los peajes se hubieran diferenciado por nudo; pero, dada la redistribución entre usuarios, no lo es mayormente para los consumos menores a 50MW.

Ampliación de la División Salvador de Co-delco. El segundo ejercicio de sensibilidad con-

siste en incluir el proyecto de ampliación de la División Salvador de Codelco ubicado en la barra Diego de Almagro. Este demandará aproximadamente 54 MW y está contemplado para 2005.

Como se aprecia en la columna 5 del Cuadro 3, este proyecto no tiene mayor incidencia en el cargo por KWh, y apenas aumenta los peajes atribuidos a retiros de US\$26 millones a US\$26,2 millones (véanse las columnas 2 y 4 del Cuadro A1 en el Apéndice). Por lo tanto, su efecto agregado es marginal.

Referencias

- [1] Galetovic, A. y R. Palma (2003). “Transmisión eléctrica y la ‘ley corta’: una estimación de la redistribución de peajes”, por aparecer en *Cuadernos de Economía*.
Disponible en <http://www.cea-uchile.cl/pags/publicaciones/index.html>.
- [2] Ng, W. (1981). “Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. PAS-100, N° 3, 1001-1005.
- [3] Rudnick, H., R. Palma y J. Fernández (1995). “Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access”, *IEEE Transactions on Power Systems* 10, 1125-1142.

Apéndice

A. Los supuestos y las fuentes de datos de la optimización

El modelo. El estudio se hizo con el modelo OMSIC (Operación Mensual Sistema Interconectado Central). La versión usada modela la variación horaria de la demanda con una curva de duración de la demanda de cinco bloques, para un horizonte de siete años. Al final de los siete años se empalma con el modelo GOL mediante la curva de valores estratégico a fines del horizonte del estudio. Este procedimiento corresponde a la práctica del CDEC-SIC cuando elabora el programa de la operación del sistema. La optimización del modelo GOL se hizo con un horizonte de planeamiento de diez años, más tres adicionales para moderar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua es cero en algún momento arbitrario.

Los Valores de Ingresos Reales de Transmisión (VIRT). Para estimar los valores de Ingresos Reales de Transmisión (VIRT), que corresponde a los ingresos variables de transmisión que se generan por las pérdidas, se utilizó el programa multinodal PLP (Programación de Largo Plazo).

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento. La proyección de demanda bruta (considerando pérdidas del sistema) es la que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en abril de 2003. Para obtener la demanda neta, se supuso un 3.8% de pérdidas en el sistema, que corresponde a un valor promedio de los últimos 5 años (Estadístico CDEC período 1998-2002)

Los bloques horarios. La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en tres bloques horarios. En cada uno de ellos se supone que la demanda por potencia es pareja, pero difiere entre bloques. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan las curvas de carga observadas empíricamente. La demanda de cada bloque es representada como un porcentaje de la demanda del bloque de punta y su duración se expresa en horas. El modelo supone tres bloques de demanda.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de las 40 hidrologías. Se utilizaron las matrices de energía generable los años hidrológicos 1963-664 a 2001-2 elaboradas por el CDEC-SIC.

La energía en el Laja. La simulación de la operación se hizo tomando como base la cota del lago Laja a principios de abril de 2003, que alcanzó a 1.348,26 m.s.n.m.

La disponibilidad de centrales térmicas. Las centrales térmicas fallan intempestivamente. Para incorporar este hecho, se ha ajustado la capacidad de cada central multiplicándola por (1-tasa de falla). La fuente de las tasas de falla es el CDEC-SIC.

La entrada de centrales. Se ha empleado el plan de obras usado por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2003. Este incluye el cierre del ciclo combinado de la central Nehuenco 2 (130, 7 MW, julio 2004); la entrada de Ralco (570 MW, julio 2004); la interconexión SIC-SING (250MW, julio 2006); dos ciclos combinados genéricos de 370MW, uno en abril de 2007 y otro en enero de 2008 y en general, después de 2008, un ciclo combinado por año.

La entrada de nuevas instalaciones de transmisión. Se ha empleado el plan de obras usado por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2003. En términos generales, se ha considerado la ampliación del tramo Charrúa-Ancoa 220 kV a 500 kV y compensación en serie en los tramos Charrúa-Ancoa 500 kV (650 M VA) y Ancoa-A. Jahuel (450 M VA).

Las salidas de centrales por mantenimiento programado. Las centrales deben retirarse del servicio periódicamente para realizar mantenimiento. Se ha empleado la programación de mantenimientos para los próximos 12 meses utilizada por el CDEC-SIC y confeccionada en función de la información entregada por las empresas generadoras. Para el período remanente, se han supuesto los valores de mantenimiento típico usados por el CDEC-SIC para el largo plazo.

El precio de los combustibles. Se han usado los precios de combustible definidos por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2003, con la salvedad que se actualizó el costo variable de la unidad 2 de la central Tal-Tal con información entregada por el CDEC-SIC durante el segundo semestre de 2003.

Valores Nuevos de Reemplazo y Costos de Operación y Mantenimiento. Se han usado los valores informados por el CDEC en el informe de peajes del CDEC-SIC.

Cuadro AI
Cargos directos por barra
(en millones de dólares)

	(1) Situación actual	(2) Ley corta (actual)	(3) CNE May-02 50-50	(4) Flujos dominantes	(5) Ampliación Codelco
Norte					
Diego de Almagro	-0,9	3,6	2,5	3,9	4,1
Carrera Pinto	0,1	1,0	0,7	1,2	0,9
Cardones	0,8	5,0	3,8	5,6	4,9
Maitencillo	0,2	1,4	1,2	1,5	1,3
Pan de Azúcar	0,5	1,5	1,6	2,1	1,5
Área común					
Quillota	0,2	1,8	5,4	1,8	1,8
Polpaico	0,2	0,4	1,3	0,4	0,4
Cerro Navia	4,6	2,6	7,9	2,6	2,6
Alto Jahuel	9,6	3,1	9,8	3,1	3,1
Ancoa	-	0,2	0,7	0,2	0,2
Charrúa	-7,0	0,6	2,5	0,5	0,5
Sur					
Temuco	1,5	0,9	0,7	1,0	0,9
Valdivia	0,3	0,8	0,6	1,0	0,8
Puerto Montt	1,0	3,1	1,9	2,7	3,1
Total	11,9	26,0	40,6	27,7	26,2

El cuadro reporta el peaje de la barra asignado a los retiros en millones de dólares.

La columna 1, *Situación actual*, es el cargo por transmisión que actualmente pagan los clientes regulados por las pérdidas marginales y que se incluyen en el precio de nudo. Los nudos básicos o de referencia son Quillota, donde no hay recargo por pérdidas de energía, y Polpaico, donde no hay recargos por pérdidas de potencia. La fuente es el informe de precios de nudo de la CNE de abril de 2003.

La columna 2, *Ley corta (actual)*, son los peajes que se deberían haber pagado en cada barra si se hubiese adoptado el método propuesto en la actual versión de la ley corta, pero sin redistribuir los peajes por retiros entre todos los nudos.

La columna 3, *CNE 50-50*, serían los peajes por barra si se hubiera adoptado al propuesta de la CNE de repartir el 50% de los peajes por inyecciones y 50% por retiros.

La columna 4, *Flujos dominantes*, es equivalente a la columna 2, pero se ha supuesto que las líneas fuera del área de influencia común se asignan a retiros o inyecciones, según sea la dirección del mayor flujo de potencia de las 1.440 condiciones de operación.

La columna 5, *Ampliación Codelco*, es equivalente a la columna 2, pero se ha incluido el proyecto de la mina Salvador de Codelco (barra Diego de Almagro 220 kV) que debiera entrar durante el 2005 y con una demanda adicional equivalente a 54 MW.

Sumario

Nº 92 Primavera 2003

CENTRO DE ESTUDIOS PÚBLICOS
Monseñor Sótero Sanz 175,
Fono 231 5324

ESTUDIOS PÚBLICOS

www.cepchile.cl

Comisión de Verdad Histórica y Nuevo Trato:

Opinión de Minoría **Felipe Larraín**

La Constitución y los indígenas en Chile:

Reconocimiento individual y no colectivo **Lucas Sierra**

“No hay mañana sin ayer”: Análisis de la propuesta del

Presidente Lagos sobre derechos humanos **José Zalaquett**

Un tercer concepto de libertad **Quentin Skinner**

Supervisión financiera: Lecciones del caso Inverlink **Christian Larraín**

Las PYMES en las exportaciones chilenas y

los acuerdos con Europa y EE.UU. **Ernesto Tironi**

Desarrollo y perspectivas de la securitización en Chile **Jorge Gregoire y Salvador Zurita**

*Los beneficios sociales y ambientales de limitar la entrada
de vehículos diesel livianos en la ciudad de Santiago*

**Andrés Gómez-Lobo,
Constanza Pantaleón,
Hernán Frigolett, Sergio García y
Paulina Valenzuela**

Método de selección y resultados académicos **Ronald Fischer y Andrea Repetto**

Competencia en telefonía móvil en Uruguay **Andrés Pereyra**

*La persistencia del mito: Chile en el huracán de
la guerra fría (Patricia Verdugo: Allende: Cómo la Casa*

*Blanca Provocó su Muerte; Peter Kornbluh: Los EE.UU.
y el Derrocamiento de Allende. Una Historia Desclasificada)* **Joaquín Fermandois**

DOCUMENTOS

Propuesta de derechos humanos del gobierno del Presidente Ricardo Lagos

SUSCRIPCIONES: Anual \$ 9.000 • Bianual \$ 13.500 • Estudiantes \$ 5.000