

UNA ESTIMACION DEL COSTO SOCIAL DE ELIMINAR LOS DEFICIT DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO EN EL SIC*

ALEXANDER GALETOVIC**

Universidad de Chile

JUAN CARLOS OLMEDO***

AES-Gener S.A.

HUMBERTO SOTO****

Telefónica CTC, Chile

Abstract

We estimate the social cost of eliminating energy outages in Chile's Central Interconnected System (SIC) with the hydrotermic dispatch model used to operate the system.

We simulate the optimal operation with 1,000 random hydrology sequences, and compute the maximum projected deficit, say X. We then estimate the additional permanent capacity needed to eliminate X.

Our main conclusion is that much more than X MW are needed, and the cost is significant. For example, despite that reservoirs had plenty of water in October 2001, 685 MW of additional permanent capacity (equivalent to 11% of currently installed capacity) would have been needed to eliminate a 275 MW projected deficit, at a cost of nearly US\$ 260.9 million. After a draught, 850 MW would be needed, at a cost of US\$ 298.7 million.

* Este trabajo se escribió mientras Humberto Soto era gerente del área Cordillera de AES Gener S.A. y 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. o a Telefónica CTC, Chile. Agradecemos los comentarios de Juan José Chávez y especialmente los de un árbitro anónimo.

** Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial. Email: agaletov@di.uchile.cl

*** Email: jcolmedo@aes.com

**** Email: husoto@ctc.cl

The order of magnitude of these figures is substantial. For example, the expected operating cost of producing all energy demanded in the next ten years is US\$ 2,400 million. Relatedly, the cost of eliminating each projected KWh of deficit is at least 90 cents, about five times the outage cost estimated by the regulator.

I. Introducción y Motivación

Una de las secuelas de la crisis eléctrica de 1998 y 1999 es el temor a los racionamientos. Pese a que tanto la operación del sistema eléctrico como los mecanismos de fijación de tarifas parten de la premisa de que los déficit de abastecimiento ocasionales son eficientes y contemplan un precio para valorar y asignar la energía que no se entrega –el costo de falla–, es habitual escuchar que los racionamientos tienen que evitarse a toda costa porque su costo sería “enorme”. Este trabajo estima el costo social de eliminar los déficit de abastecimiento instalando capacidad adicional permanente expresamente destinada para evitarlos. Concluimos que el costo de evitar los racionamientos agregando capacidad permanente es considerable. Por ejemplo, partiendo de una situación de abastecimiento razonablemente holgada como la de octubre de 2001 se requieren 685 MW (equivalentes al 11% de la capacidad instalada actualmente en el SIC), y el costo total asciende a 260,9 millones de dólares. Por otro lado, en caso de una sequía extrema se requieren 850 MW para eliminar los déficit y el costo total estimado asciende a 298,7 millones de dólares. Estos montos son considerables, toda vez que el valor presente esperado del costo variable de producir la energía demandada durante los próximos 10 años es del orden de 2.400 millones de dólares. El costo esperado por KWh de déficit evitado es de a lo menos 90 centavos de dólar, más de cinco veces el costo de falla estimado por la CNE.

Para introducir la discusión de los últimos años es conveniente partir considerando la variabilidad hidrológica a la que está sujeto Chile central y el rol que juega esta variabilidad en la operación del sistema. Para formarse una idea de su magnitud, nótese que en un año muy húmedo casi el 100% de los 29.000 GWh demandados durante el año 2000 podrían haber sido abastecidos por centrales hidráulicas, mientras que en uno muy seco la proporción cae por debajo del 38%. En promedio, se puede abastecer con energía hidráulica alrededor del 70% de la cantidad demandada, pero esta fracción fluctúa bastante dependiendo de la hidrología. En un año seco la demanda remanente (la demanda total menos el aporte hidráulico) debe suplirse ya sea con lo producido por centrales térmicas (a petróleo, gas o carbón) o con el agua almacenada en el lago Laja. Si aún así no alcanza, el consumo tiene que disminuir, en cuyo caso se habla de “déficit”¹.

En esencia, existen dos maneras de enfrentar estos déficit ocasionales. Por un lado, está la opción que se tomó cuando se redactó la ley eléctrica de 1982, que parte de la premisa de que se debe minimizar el costo de abastecimiento y *falla* de satisfacer la demanda². Esto implica que, como se dijo, a veces conviene que

ocurra un déficit, porque el costo de tener capacidad suficiente para abastecer toda la energía demandada a todo evento y sin importar la magnitud de la sequía sería muy alto. El punto es que si el costo de la falla es de $\$x$ por KWh que no se entrega, pero el costo de operación y capital de la capacidad necesaria para entregar esos KWh es mayor que $\$x$ por KWh, es conveniente “fallar” y racionar. De hecho, las estimaciones del costo de falla que se han realizado implican que el costo social de un KWh no entregado es alrededor de 17 centavos de dólar por KWh, y esto torna conveniente que ocasionalmente ocurran déficit. Sin embargo, un “déficit” no necesariamente debe llevar a cortes de suministro. Es posible demostrar que si el costo de falla se ocupa como precio para valorar las transferencias de energía entre generadores y para “compensar” a los usuarios por los racionamientos efectivos, el consumo debería disminuir eficientemente y sin necesidad de cortes físicos de suministro. Más aún, cuando el costo de oportunidad de la energía percibido por los agentes es el costo de falla, se estimula la traída de capacidad adicional *transitoria* que se instala sólo si se materializa el déficit y se retira cuando éste termina³.

Por otro lado, se ha propuesto enfrentar los déficit de manera distinta, instalando suficiente capacidad que los elimine. Por ejemplo, en 2001 se redactó un anteproyecto de ley (que finalmente no se envió al Congreso) que proponía licitar la instalación de capacidad adicional cada vez que la Comisión Nacional de Energía (CNE) estimase que un déficit era suficientemente probable. La capacidad adicional se instalaría antes de que la posible sequía se materializara (y, por lo tanto, estaría ahí aún si la hidrología es abundante), permanecería instalada por varios años, se incorporaría al despacho habitual de centrales y competiría con el resto de las centrales por remuneración de potencia. Sin embargo, contrariamente al resto de las centrales que participan en el sistema, su remuneración no habría estado sujeta a riesgo porque su costo se habría prorrateado entre los usuarios y pagado a todo evento, vale decir, independientemente si se hubiera usado o no. Propuestas como ésta se han justificado ya sea porque el costo de los racionamientos sería mucho mayor que los supuestos por los modelos que se usan actualmente para operar el sistema y calcular el precio de nudo; porque las crisis serían “políticamente inconvenientes” (sea lo que fuere que ello signifique); o bien por desconfianza en que un déficit se pueda manejar simplemente haciendo funcionar un sistema de precios: los usuarios no considerarían el precio de la energía al momento de determinar su consumo (la demanda sería perfectamente inelástica) y los generadores serían lentos a la hora de traer capacidad adicional. Esta desconfianza, es conveniente señalarlo, se alimenta en buena parte del fracaso práctico de la aplicación simple y pura del sistema de precios vigente durante la crisis de 1998 y 1999⁴.

Volveremos a discutir sobre qué tan factible es manejar un déficit con precios al concluir este artículo. Sin embargo, la médula de este trabajo es la cuantificación sistemática y por primera vez del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento instalando suficiente capacidad permanente. La principal dificultad que se debe resolver para hacer este cálculo es cuantificar cómo afecta la mayor capacidad al funcionamiento del sistema, particularmente el despacho de centrales

y el uso de agua embalsada en el lago Laja. Adicionalmente, la capacidad adicional permanente hace bajar los precios de la energía y compite por los pagos de potencia, por lo que también se debe estimar el retraso de la entrada de las restantes centrales necesario para que la entrada se haga rentable nuevamente. Todo esto requiere simular el despacho de centrales con y sin capacidad adicional, y bajo diferentes hidrologías. Para ello usamos el modelo de programación dinámica estocástica Omsic, el mismo que ocupa el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para operar el sistema y decidir el balance entre el uso presente y futuro del agua embalsada.

Para entender la lógica de los resultados que obtenemos examinemos cómo varía el costo esperado de abastecimiento y falla una vez que se instala suficiente capacidad para eliminar los déficit⁵. En principio, podría parecer que este costo debe disminuir, porque la capacidad adicional sustituye episodios de falla, en que los déficit de energía se valoran a costo de falla, por generación de turbinas, cuyo costo de operación es bastante menor. Sin embargo, como se dijo, la baja inicial de precios estimula que las empresas retrasen la entrada del resto de las centrales de modo que los precios de la energía suban lo suficiente para hacerlas rentables nuevamente. Una vez considerado este retraso, se comprueba que el costo de abastecimiento y falla es muy similar. Esto no es muy sorprendente después de todo porque el precio de equilibrio que gatilla la entrada de una nueva central sigue siendo el mismo. Si bien ya no ocurren déficit, el resto de la energía cuesta más porque la postergación de la entrada de nuevas centrales obliga a generar más frecuentemente con tecnologías de costo de operación alto. Vale decir, aunque se eliminan los déficit, ahora cuesta más generar el resto de la energía.

De lo anterior se sigue que el costo de eliminar los déficit con capacidad permanente es, básicamente, lo que cuestan las turbinas de emergencia (menos el ahorro debido a la postergación de la entrada de centrales, que, se mostrará, es muy pequeño). Pero ¿cuánta capacidad es necesaria para eliminar los déficit? Dada una cota inicial del Laja y el parque de centrales actualmente instaladas optimizamos la operación del sistema, tal como lo hace el CDEC-SIC. Luego sorteamos 1.000 secuencias aleatorias de hidrologías y computamos aquella para la que se registra el mayor déficit, llamémoslo X . El cálculo consiste, básicamente, en estimar la capacidad adicional necesaria para eliminar X .

No es muy sorprendente que X , y por lo tanto la potencia necesaria para eliminar los déficit, crezca a medida que la cota inicial del lago Laja es más baja. Sin embargo, una de las principales conclusiones del trabajo es que si el déficit inicial que se quiere eliminar es de magnitud X son necesarios bastante más que X de capacidad para lograrlo. La razón es que la capacidad adicional acelera el uso del agua embalsada y, como se dijo, hace postergar la entrada normal de centrales.

Idealmente deberíamos computar una función que entregue el costo para cada cota del Laja, pero eso requeriría demasiado esfuerzo computacional. Por eso, estudiamos detalladamente sólo dos puntos de esa función. El primero supone que la cota del Laja es la verificada en octubre de 2001 (1.343,2 m.s.n.m.). Esto da una idea de cuánto cuesta eliminar los déficit si la situación de abastecimiento es

normal. El segundo ejercicio parte de la cota del Laja que se hubiera dado en abril de 2003 si el año hidrológico de 2002-3 hubiera sido como 1998-99, el más seco de la estadística. Este ejercicio es interesante porque las presiones por eliminar un déficit deberían ser más grandes una vez que ocurre una sequía extrema y el Laja se encuentra casi vacío.

Los ejercicios indican que el costo social de eliminar los déficit con capacidad adicional permanente es considerable. Si bien el costo exacto depende del caso, un resumen razonable de los resultados que reportamos es que la inversión necesaria sería “del orden de los 300 millones de dólares”. Por ejemplo, y como se dijo, partiendo de una situación de abastecimiento razonablemente holgada como la de octubre de 2001 se requieren 685 MW (equivalentes al 11% de la capacidad instalada actualmente en el SIC), y el costo total neto (vale decir, la inversión en turbinas a gas, más la diferencia de costo de operación y falla del sistema y menos el ahorro por el desplazamiento de inversiones en nuevas centrales) asciende a 260,9 millones de dólares. Esto a pesar de que en este caso X es considerablemente menor: 275 MW. Por otro lado, en caso de una sequía extrema, se requieren 850 MW para eliminar los déficit, y el costo total estimado asciende a 298,7 millones de dólares. Estimamos que estos montos son considerables. Por ejemplo, el costo variable de producir la energía demandada durante los próximos 10 años es del orden de 2.400 millones de dólares.

Los requerimientos de inversión son menores si la meta es algo menos ambiciosa, a saber, eliminar todo déficit que supere el equivalente al 2% de la demanda máxima del año en que ocurre el déficit. Esto permitiría manejar los déficit con medidas tales como bajas de voltaje y campañas de ahorro, sin necesidad de recurrir a los cortes de suministro. Si la situación de abastecimiento es holgada, tal como lo era en octubre de 2001, se requerirían “sólo” 250 MW a un costo estimado de 87,9 millones de dólares. Sin embargo, aun esta meta menos ambiciosa es bastante más costosa luego de una sequía extrema como la del año hidrológico de 1998-99, pues en ese caso se necesitan 730 MW a un costo estimado de 288,3 millones de dólares.

Una medida complementaria es el costo por KWh de déficit evitado instalando la capacidad adicional permanente. Nuestra estimación es a lo menos 90 centavos de dólar y, dependiendo de las circunstancias, podría llegar a ser incluso cercano a 1,50 dólares. En otras palabras, quienes sostienen que la instalación de capacidad adicional permanente es la manera adecuada de mitigar los déficit de abastecimiento deben explicar por qué el valor de la energía así racionada es tanto mayor que el costo de falla estimado por la CNE para restricciones de 10% o menos, 17 centavos de dólar.

Por último, estimamos el costo de mitigar déficit con capacidad adicional transitoria, vale decir, aquella que se instala solamente si ocurre una sequía y se retira una vez que ésta termina. Condicional a que ocurra una sequía como la de 1998-99, este costo es alrededor de 20 centavos de dólar por KWh, algo superior al costo de falla. Sin embargo, debido a que la capacidad transitoria sólo se instala cuando hay déficit, y la probabilidad que uno ocurra es baja, el costo esperado es menor en al menos un orden de magnitud.

Antes de seguir advertimos que la discusión supone que el lector tiene cierta familiaridad con los modelos de despacho que se usan para operar el Sistema Interconectado Central (SIC). Si éste no fuera el caso, sugerimos leer ya sea la sección 2.3 de Díaz *et al.* (2000), que describe gráficamente el funcionamiento del sistema de precios de generación; las secciones II y III de Galetovic, Olmedo y Soto (2002) (en adelante “GOS”), donde se describe formalmente el modelo Omsic; u Olmedo (2001) que describe formal y detalladamente los fundamentos de la operación del sistema eléctrico chileno.

El resto del trabajo se organiza como sigue. En la sección II describimos brevemente cómo se altera el despacho de centrales y el uso del agua embalsada cuando se agrega capacidad adicional permanente, y presentamos un modelo simple que resume las consecuencias de agregar capacidad adicional permanente. En la sección III describimos la metodología y estimamos el costo social de eliminar los déficit. La sección IV concluye.

II. ¿Qué Ocurre Cuando se Agrega Capacidad?

2.1 La intuición

Para hacer más concreta la discusión es conveniente ejemplificar con una propuesta que alcanzó bastante difusión el año pasado y cuyo propósito era evitar racionamientos. Esta consistía en licitar la instalación de capacidad adicional cada vez que la Comisión Nacional de Energía (CNE) estimase que un déficit era suficientemente probable. La capacidad adicional se instalaría antes de que la posible sequía se materializara (y, por lo tanto, estaría ahí aun si la hidrología es abundante), permanecería instalada por varios años, se incorporaría al despacho habitual de centrales y competiría con el resto de las centrales por remuneración de potencia. Sin embargo, contrariamente al resto de las centrales que participan en el sistema, su remuneración no habría estado sujeta a riesgo porque su costo se habría prorrateado entre los usuarios y pagado a todo evento, vale decir, independientemente si se hubiera usado o no.

¿Cuál sería el costo de evitar los déficit de esta forma? A primera vista podría parecer que el cálculo es sencillo: si se proyecta un déficit de energía tal que en su momento máximo se racionan X KW de potencia, entonces el costo es $p \times X$, donde p es el precio de cada KW de potencia. En vista de que esta capacidad funcionaría sólo ocasionalmente, sería conveniente invertir en turbinas diesel y por lo tanto el precio p corresponde al de esa tecnología. A esto debería sumársele el costo esperado de operarlas, que en todo caso sería pequeño, habida consideración de que las turbinas sólo se despacharían en sequías extremas.

Pero el cálculo no es tan sencillo. En primer lugar, las turbinas disminuyen el valor de guardar agua en los embalses (particularmente el lago Laja) porque son más infrecuentes los episodios de racionamiento, ocasión en que la energía se valora a costo de falla. Así, las reglas que regulan el despacho de centrales y el uso de los embalses implican que el agua se usaría más rápido. Esto deshace parte del efecto mitigador de la capacidad adicional e impide que los X KW

eliminen los racionamientos. En segundo lugar, las turbinas reducen el costo marginal promedio del sistema, en parte porque el agua se ocupa más rápido y sustituye generación térmica, y en parte porque, como ya se dijo, los racionamientos son más infrecuentes. Esto reduce directamente el precio de nudo y el costo marginal promedio en el mercado *spot*, y estimula a las empresas a postergar la entrada del resto de las centrales retrasando el plan de obras. Por último, la capacidad adicional compete con el resto de las centrales por remuneración de potencia. Esto disminuye aún más los ingresos del resto de las centrales y también estimula al resto de las empresas a retrasar el plan de obras.

Por estas tres razones se sigue que para eliminar un déficit máximo proyectado de X KW sería necesario instalar más capacidad. O, lo que es lo mismo, si se utilizara a X KW como indicador de lo necesario para eliminar los déficit, y llegase a ocurrir una sequía extrema, se comprobaría que X KW no son suficientes después de todo. En el cálculo que sigue estimamos cuánto más se necesita para eliminar los déficit.

2.2 Un modelo simple

A continuación describimos con algo más de formalidad la metodología para estimar el costo de eliminar los déficit. En esencia, describimos un procedimiento iterativo que permite encontrar un “punto fijo”. Sin embargo, las iteraciones son ilustrativas para entender cómo se opera el SIC. Esta sección es algo más técnica que el resto del trabajo y se puede omitir sin pérdida de continuidad.

Notación

El modelo de operación Omsic optimiza el uso del agua del Laja tomando como datos: (a) la cota inicial del Laja; (b) el plan de obras, que resume las fechas estimadas de entrada de nuevas centrales; y (c) la distribución de probabilidades de la hidrología⁶. Así, para un horizonte de planeación que va desde el mes $t = 0$ hasta el mes $t = T$, sea ℓ_0 la cota inicial del lago Laja. El plan de obras lo resumimos de la siguiente manera: sea \mathbf{c}_t el vector-fila que indica la capacidad en MW de cada central el mes t (una central que aún no entra al sistema tiene capacidad de 0 MW), y la secuencia $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$ es el correspondiente plan de obras. El vector tiene tantas columnas como centrales sea posible agregar durante el horizonte de planeamiento, y reservamos el último componente para la capacidad adicional permanente.

Por último, necesitamos denotar la hidrología. Para efectos de la presente descripción, basta mencionar que el modelo Omsic se programa con las hidrologías de los últimos 40 años hidrológicos y para cada uno de los 40 años se cuenta con información mes a mes⁷. Sea H_{abr} el conjunto de las 40 hidrologías ocurridas en abril, H_{mayo} el conjunto de las 40 hidrologías ocurridas en mayo, y así sucesivamente. $H_{t=0}^T \equiv X_{t=0}^T H_t$ es el conjunto de todas las posibles secuencias de hidrologías entre $t = 0$ y $t = T$, y se obtiene de la siguiente manera. Por ejemplo, si el mes

$t = 0$ corresponde a octubre, $H_{t=0}^T = H_{oct} \times H_{nov} \times H_{dic} \times \dots \times H_T$. Denotamos por $h \in H_{t=0}^T$ una de las secuencias de hidrologías en $H_{t=0}^T$. Por ejemplo, si el mes $t = 0$ corresponde a octubre, una de estas secuencias es octubre de 1966-67 para $t = 0$, noviembre de 1972-73 para $t = 1$, diciembre de 1962-63 para $t = 2$, y así sucesivamente hasta $t = T$.

Ahora bien, dada una cota inicial del Laja ℓ_0 , un plan de obras $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$ y una secuencia de hidrologías h , el modelo entrega un plan óptimo de generación $(\mathbf{g}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h])_{t=0}^T$ que minimiza el costo de abastecimiento y falla, donde el vector-fila \mathbf{g}_t denota la generación en t de cada central en el plan de obras (obviamente, si la central aún no está en servicio su generación y correspondiente componente del vector es 0). Sea

$$G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h] \equiv \mathbf{g}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h] \cdot [\mathbf{1}]$$

la generación total de energía en el mes t , donde $[\mathbf{1}]$ es un vector-columna de unos con el mismo número de filas que el número de columnas de \mathbf{g}_t . Si el consumo proyectado de energía en el mes t es E_t ,

$$D_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h] \equiv E_t - G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h]$$

es el *déficit* correspondiente al mes t dada una cota inicial del Laja ℓ_0 , el plan de obras $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$ y la hidrología h . Obviamente, el déficit es 0 en aquellos meses tales que

$$E_t = G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h].$$

Eliminando un déficit dado un plan de obras

El cálculo consiste en lo siguiente. Se sortean aleatoriamente 1.000 secuencias $h \in H_{t=0}^T$. Luego, para cada secuencia h se optimiza la operación del sistema, se obtiene la secuencia de generación óptima asociada, $(G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h])_{t=0}^T$, y se computa $\max_t \{D_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h]\}$, vale decir, el máximo déficit que ocurre con la secuencia h . Luego, se computa

$$c[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T] \equiv \max_h \max_t \{D_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h]\},$$

el mayor déficit mensual proyectado para la muestra de 1.000 secuencias h . Por lo tanto, para eliminar todos los déficit que aparecen en la muestra de 1.000 secuencias h se necesitan $c[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T]$ KWh. Con un pequeño abuso de notación diremos que el vector-fila

$$\Delta \mathbf{c}^{(1)}[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T] \equiv [0, 0, \dots, c[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T]]$$

es la potencia que se debe agregar hoy para eliminar los déficit durante el período de planeamiento dado ℓ_0 y el plan de obras $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$, donde el supraíndice (1) denota que se trata de la primera iteración. El abuso se debe a que el déficit es de energía. Nótese que, una vez fijadas las 1.000 secuencias h , $c[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T]$ no depende de una secuencia h en particular, porque se trata de un máximo.

¿Por qué no basta agregar $\Delta \mathbf{c}^{(1)}$ al plan de obras para eliminar los déficit? La razón es que con el nuevo plan de obras $(\mathbf{c}_t + \Delta \mathbf{c}^{(1)})_{t=0}^T$ se modifica el despacho y el uso del agua del Laja. Para estimar el nuevo déficit máximo se optimiza nuevamente la operación del sistema para cada secuencia y se computa

$$c[\ell_0, (\mathbf{c}_t + \Delta \mathbf{c}^{(1)})_{t=0}^T] \equiv \max_h \max_t \{D_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t + \Delta \mathbf{c}^{(1)})_{t=0}^T, h]\},$$

del cual se obtiene $\Delta \mathbf{c}^{(2)}[\ell_0, (\mathbf{c}_t + \Delta \mathbf{c}^{(1)})_{t=0}^T] \equiv [0, 0, \dots, c[\ell_0, (\mathbf{c}_t + \Delta \mathbf{c}^{(1)})_{t=0}^T]]$. El procedimiento se repite k_0 veces hasta que

$$c\left[\ell_0, \left(\mathbf{c}_t + \sum_{i=1}^{k_0} \Delta \mathbf{c}^{(i)}\right)_{t=0}^T\right] \leq 0.$$

El ajuste del plan de obras

Sin embargo, tampoco bastan $\sum_{i=1}^{k_1} \Delta \mathbf{c}^{(i)}$ de capacidad adicional permanente para eliminar los déficit, puesto que con ella el precio de la energía cae y eso hace postergar la entrada de centrales hasta que se restablece el equilibrio. Nuestros cálculos suponen que se restablece el equilibrio cuando el costo marginal esperado del sistema es igual a lo que se requiere para rentar a una central de ciclo combinado, dada la remuneración de potencia firme; es decir:

$$E[\text{cmg}] = \text{costo de desarrollo}, \tag{2.1}$$

donde $E[\text{cmg}]$ es el costo marginal esperado⁸. Si la hipótesis es que para la cota inicial ℓ_0 y el plan de obras $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$ el sistema se encuentra en equilibrio, entonces, si $(\text{cmg}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h])_{t=0}^T$ denota la secuencia de costos marginales asociada a la cota ℓ_0 , la hidrología h y el plan de obras $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$,

$$E_h\left[(\text{cmg}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}^T, h])_{t=0}^T / [0, T]\right] = \text{costo de desarrollo};$$

es decir, el costo marginal esperado durante el horizonte de planeamiento es igual al costo de desarrollo del sistema. Claramente entonces,

$$E_h \left[(\text{cmg}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t + \sum_{i=1}^{k_0} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h]) / [0, T] \right] < \text{costo de desarrollo.}$$

De esta forma, el cálculo prosigue modificando el plan de obras desde \mathbf{c}_t a $\mathbf{c}_t^{(1)}$, de manera tal que

$$E_h \left[(\text{cmg}_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(1)} + \sum_{i=1}^{k_0} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h]) / [0, T] \right] = \text{costo de desarrollo.}$$

Pero en ese caso vuelven a aparecer los déficit. Para eliminarlos se sigue agregando capacidad adicional permanente, de la manera ya descrita, hasta que $c[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(1)} + \sum_{i=1}^{k_1} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T] \leq 0$, donde k_1 denota el número total de veces en que se agregó capacidad adicional permanente. Ahora bien, si

$$E \left[(\text{cmg}[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(1)} + \sum_{i=1}^{k_1} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h]) / [0, T] \right] < \text{costo de desarrollo,}$$

el plan de obras se ajusta nuevamente, y se repite el procedimiento.

Equilibrio final del sistema

Las sucesivas iteraciones se detienen apenas

$$c \left[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T \right] \equiv \max_h \max_t \left\{ D_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h] \right\} = 0, \quad (2.2)$$

y

$$E \left[(\text{cmg}[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h]) / [0, T] \right] = \text{costo de desarrollo,} \quad (2.3)$$

donde $(\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T$ es el plan de obras final (al que se arriba después de j ajustes) y el último componente del vector $\sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)}$ es la capacidad adicional permanente necesaria para eliminar los déficit. Vale decir, el ejercicio termina cuando se han eliminado los déficit y el plan de obras original se ha retrasado lo suficiente como para que el costo marginal esperado sea igual al costo de desarrollo. Asociado al plan de obras $(\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T$ hay un nuevo plan de generación $(G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}^T, h])_{t=0}^T$.

Costo social de eliminar los déficit

El costo social de eliminar los déficit es lo que cuesta la capacidad adicional permanente; menos el ahorro debido a la postergación del plan de obras original desde $(\mathbf{c}_t)_{t=0}^T$ a $(\mathbf{c}_t^{(j)})_{t=0}^T$; más la diferencia (en valor presente) entre el costo esperado de abastecimiento y falla del plan de generación $(G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t^{(j)} + \sum_{i=1}^{k_j} \Delta \mathbf{c}^{(i)})_{t=0}, h])_{t=0}^T$ y el costo esperado de abastecimiento y falla del plan de generación $(G_t[\ell_0, (\mathbf{c}_t)_{t=0}, h])_{t=0}^T$.

III. El Costo Social de Eliminar los Déficit con Capacidad Adicional Permanente

3.1 La mecánica del cálculo

A continuación describimos secuencialmente la mecánica del cálculo.

1. Dadas la cota del Laja y la operación óptima del sistema dictado por el modelo Omsic, existe una distribución de probabilidades de déficit a octubre de 2001. Esta distribución se obtiene sorteando 1.000 secuencias de hidrologías. Para cada una de las 1.000 secuencias se simula la operación óptima del sistema y se computa el máximo déficit mensual.
2. Dado ese máximo déficit mensual calculamos la potencia máxima necesaria para eliminar el déficit *suponiendo que la operación del Laja y del resto de las centrales no cambia*.
3. Se agregan turbinas a gas a partir de abril de 2002 por el monto máximo del déficit durante los tres primeros años hidrológicos, 2002-3, 2003-4 y 2004-5.
4. Se opera el modelo de despacho nuevamente con las turbinas incluidas y se procede a calcular de manera similar el máximo déficit durante los tres primeros años hidrológicos.
5. Dado que la inclusión de turbinas hace caer el valor del agua embalsada y acelera su uso, la inclusión de turbinas adicionales no basta para eliminar el déficit. Para eliminar el déficit remanente se agregan turbinas adicionales en pasos de 50 MW. Este proceso se repite hasta, según sea el caso, hacer desaparecer el déficit; o reducirlo a niveles que se pueda operar con bajas de voltaje y campañas de ahorro pero sin cortes, lo que, suponemos, se puede hacer cuando el déficit no sobrepasa el 2% de la demanda máxima.
6. Una vez eliminado el déficit (o, según sea el ejercicio, reducido a no más de 2% de la demanda máxima), se calcula el costo marginal promedio entre abril de 2004 hasta marzo de 2009. En este período se puede modificar la entrada de servicio de nuevas centrales. Si el costo marginal promedio de la energía es inferior al necesario para rentar un ciclo combinado, que es la tecnología de desarrollo del sistema, se retrasa la fecha de entrada de las centrales para alcanzar en cada año el precio de equilibrio, es decir, de modo que el costo

marginal promedio sea suficiente para remunerar un ciclo combinado.

7. La postergación de la entrada genera nuevos déficit. El procedimiento anteriormente descrito se repite: se computa el déficit máximo durante los tres primeros años hidrológicos, se agregan turbinas iterativamente hasta eliminarlo, se calcula la caída de los costos marginales, se posterga la entrada de centrales, y así sucesivamente, hasta que se elimina el déficit.

3.2 Los supuestos y las fuentes de datos

El horizonte de planeamiento

El estudio se hizo con el modelo Omsic. La versión usada modela la variación horaria de la demanda a través de 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 valor estratégico a fines del horizonte del estudio. Este procedimiento corresponde a la práctica del CDEC cuando elabora el programa de la operación del sistema. La optimización del modelo GOL se hizo con un horizonte de planeamiento de 10 años, más tres adicionales para moderar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua es cero en algún momento⁹.

La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento

El caso base corresponde a la proyección de demanda que hizo la CNE cuando fijó el precio de nudo en octubre de 2001¹⁰. Esta proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de 8,1% anual.

Se debe notar que esta proyección probablemente exagera el crecimiento de la demanda, porque requiere que la economía se expanda a tasas de 6% o más por año. Lamentablemente, lo más probable es que en los próximos años la economía chilena crezca a tasas considerablemente menores. Si esto fuera así, y como mostramos en GOS, esta tasa de crecimiento exageraría la probabilidad y magnitud de los déficit proyectados. Usamos la proyección de la CNE a pesar de todo porque es pública e independiente.

Los bloques horarios

La demanda total proyectada de energía de cada mes se ha repartido en cinco 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 porcentaje de la demanda del bloque de punta y su duración se expresa en horas.

Esta partición más fina de la cantidad total de energía permite distinguir entre

períodos de punta y de fuera de punta. La principal ganancia es capturar el hecho de que las restricciones de capacidad impiden traspasar ciertas energías entre bloques, lo que permite detectar con mayor precisión las posibles fallas de suministro. Por ejemplo, si una central de embalse vierte a las 7 AM (es decir, bota agua porque se rebalsó), esa energía no se puede usar a las 7 PM. Este hecho queda capturado por la optimización y la simulación únicamente si se divide la demanda en bloques horarios.

La energía que aportan las centrales de pasada y de embalse en cada una de las 40 hidrologías

Los caudales de los ríos se transforman a energía y se obtienen matrices de energía generable. Estas matrices son de orden 40×12 (40 años hidrológicos, cada uno de 12 meses). Por ejemplo, la entrada (1971-72; 08) de la matriz es la cantidad de energía que hubieran generado las centrales de pasada durante el mes de agosto del año hidrológico 1971-72. Se utilizaron las matrices de los años hidrológicos 1959-60 a 1998-99 elaboradas por el CDEC.

La energía que aportarán las centrales que utilizan agua del resto de los embalses del SIC (Colbún, Cipreses, Canutillar y Rapel) también se resume en matrices de energía generable. Para hacer los ejercicios hemos trabajado con matrices mensuales de largo plazo calculadas por el CDEC-SIC. *Grosso modo*, esto equivale a suponer que la generación de cada central durante el mes es igual a la energía generable con el flujo de agua que entra al embalse en el mes para cada hidrología, sin que se genere nada del stock del agua en el embalse entre inicios y fines del año hidrológico. Nótese que esto subestima la cantidad de energía que se puede empuntar y por lo tanto exagera la probabilidad y magnitud del déficit.

A diferencia de las centrales de pasada, el agua de estas centrales se puede “empuntar” (es decir, su energía se puede trasladar desde horas en que el costo marginal es bajo a horas de punta en que el costo marginal es alto). Para efectos de representar el empuntamiento de los embalses, a cada uno se le asignó una *prioridad de empuntar*, de forma de distribuir la energía de la matriz de energía generable a los bloques de mayor demanda según la capacidad de regulación de cada embalse.

La energía en el Laja

La simulación de la operación se hizo tomando como base la cota del lago Laja a inicios de octubre de 2001 que alcanzó a 1.343,2 m.s.n.m. El Laja es con holgura el mayor embalse en el SIC. Tiene capacidad para almacenar el equivalente a 7.000 GWh de energía (aunque la capacidad de generación anual es alrededor de 2.500 GWh a través de la central El Toro) y se puede usar para guardar agua por varios años¹¹. La cantidad de agua se mide por su cota en metros sobre el nivel del mar. Cuando lleno la cota es 1.368 m, mientras que el lago está casi vacío cuando la cota alcanza 1.310 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 $(1 - \text{tasa de falla})$. Nótese que en la práctica la central está disponible o no lo está, por lo que claramente esta es una aproximación imperfecta. La fuente de las tasas de falla es la fijación de precio de nudo de octubre de 2001 realizada por la CNE.

La entrada de centrales

La entrada proyectada de centrales afecta la operación del sistema directamente por los aportes de energía que ellas entregan; pero también indirectamente, porque afectan la operación óptima del embalse del lago Laja. Por ejemplo, el anuncio de una nueva central reduce el valor de guardar agua, y lleva a que hoy se genere más con agua embalsada.

El plan de entrada de centrales es el que usó la CNE cuando fijó el precio de nudo en octubre de 2001 (véase CNE [2001, pág. 3]). Es importante notar que el plan de obras de largo plazo no es determinante porque la entrada proyectada de centrales se calza con el crecimiento de la demanda proyectado. Vale decir, si, por ejemplo, a partir del año cinco la demanda creciera más lenta, la entrada de centrales se espaciaría. Por contraste, los resultados dependen mucho más fuertemente de la entrada de centrales en construcción o anunciadas para los próximos dos o tres años.

Las salidas de centrales por mantenimiento programado

Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. La información utilizada corresponde a los mantenimientos típicos utilizados por el CDEC-SIC: 15 días al año las centrales a gas y 20 días al año las carboneras.

El precio de los combustibles

Se supone que el precio de los combustibles es constante durante los diez años optimizados. Nótese que esto no es un mal supuesto, en vista de que la operación del sistema se hace suponiendo lo mismo; vale decir, en la práctica las matrices de la etapa de optimización se obtienen suponiendo que el precio de los combustibles es constante en todo el período (aunque cada vez se usa el precio presente de los combustibles).

El ajuste del plan de obras

Para determinar los ajustes de plan de obras se supuso que la tecnología de desarrollo marginal es un ciclo combinado operado con gas natural. Los pagos

por potencia se supusieron fijos y para calcularlos se utilizó la metodología indicada por la Resolución Exenta N° 119 del Ministerio de Economía de 2001, que norma el cálculo de potencia firme a partir del año 2000. Se emplearon tres costos de desarrollo de largo plazo de energía (véase la ecuación [2.1]), 22, 24 y 26 mil\$/KWh. El costo de desarrollo depende de la tasa de descuento que cada actor use, por lo que se determinaron precios de equilibrio para tres niveles de tasa de descuento, de manera de cuantificar su efecto en los resultados del análisis. En cada caso se ajustó el plan de obras para que el costo marginal promedio durante el período de ajuste alcance los valores indicados.

El costo de una turbina

La fuente es la fijación de precio de nudo de octubre de 2001. Suponemos que la licitación es competitiva, de modo que el precio cobrado por quienes instalen turbinas es igual al precio de una turbina indicado por CNE (2001), US\$ 417,55 por KW.

3.3 ¿Cuánto cuesta eliminar los déficit instalando capacidad adicional permanente?

¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?

Para formarse una idea de los órdenes de magnitud relevantes en el problema que estamos analizando, conviene comenzar evaluando la probabilidad de que ocurran déficit si al sistema se le deja operar sin agregar capacidad de ninguna especie. Usando la metodología que desarrollamos en GOS, computamos la probabilidad de que ocurran déficit en los siguientes tres años hidrológicos, 2002-3, 2003-4 y 2004-5 evaluada en octubre de 2001. El Cuadro 1 muestra los resultados de la corrida de 1.000 simulaciones. La primera fila muestra el déficit promedio o esperado. La cuarta fila indica la probabilidad de que en el mes respectivo ocurra un déficit mayor o igual que el 1% de la demanda.

El Cuadro 1 sugiere que en octubre de 2001 la situación de abastecimiento es razonablemente holgada. La suma de los déficit promedio mensuales es de 6,9 GWh en 2002-3, 26,4 GWh en 2003-4 y 3,6 GWh en 2004-5 (para tener una idea del orden de magnitud de estas cantidades, nótese que la demanda proyectada para el año hidrológico 2002-3 es poco más de 34.000 GWh y el déficit agregado durante toda la crisis de 1998-1999 fue de 450 GWh). El mes con mayor incidencia de déficit es enero de 2004 –la fracción de las simulaciones que arrojan un déficit de a lo menos 1% de la demanda es ,068 (6,8%). La relativa holgura de la situación de abastecimiento se aprecia en que la probabilidad que ocurra déficit es menor que ,01 (ó 1%) en ocho de los 36 meses.

Un aspecto interesante del Cuadro 1 es que el coeficiente de variación de la falla promedio suele ser muy alto (mayor que cuatro en todos los meses en que ocurren fallas). Esto indica que el promedio reportado en el cuadro esconde secuencias de hidrologías con fallas de magnitud apreciablemente mayor. De hecho,

CUADRO 1

PROBABILIDAD DE DEFICIT
(Sin capacidad adicional permanente)

	2002-3											
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	6,8
Desv. estándar			0,8									28,7
Coef. de variación			8									4,3
Prob. de déficit	-	-	.0	-	-	-	-	-	-	-	-	.062

	2003-4											
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	4,6	2,2	0	0	1,2	0	0,1	9,2	4	5,1
Desv. estándar		0,1	31,4	14,8			8		2	38,4	24	33
Coef. de variación			6,8	6,7			6,7		20	4,2	6	6,5
Prob. de déficit	-	.0	.019	.024	-	-	.023	-	.001	.068	.041	.026

	2004-5											
	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0,2	0,4	0,1	0	0	0	0	0,1	0,2	0,8	1,8
Desv. estándar		4,6	9,3	2,8					2,2	5,2	9,8	18,2
Coef. de variación		23	23,3	28					22	26	12,3	10,1
Prob. de déficit	-	.002	.002	.001	-	-	-	-	.001	.002	.007	.013

el máximo déficit mensual que aparece en las 1.000 simulaciones es equivalente a 275 GW en enero de 2004, algo así como 4% de la capacidad instalada del sistema¹². Como lo discutimos largamente en GOS, esto simplemente refleja que una situación de abastecimiento razonablemente holgada no excluye déficit si ocurren sequías extremas. A continuación estimamos cuánta capacidad adicional permanente sería necesaria para eliminar esos déficit.

El caso base

El Cuadro 2 muestra las iteraciones necesarias para eliminar los déficit partiendo de una situación como la de octubre de 2001. Como se vio, el máximo déficit mensual proyectado inicialmente es de 275 MW y ocurre en enero de 2004. Sin embargo, por las razones ya mencionadas tal inversión adicional no es suficiente: la aceleración del uso del agua y la postergación de la entrada de

centrales obligan a invertir 54 MW adicionales. Por las mismas razones, tal inversión adicional tampoco es suficiente y las iteraciones sucesivas muestran que para eliminar por completo los déficit se requieren 685 MW adicionales de potencia, más de dos veces el déficit original. Para formarse una idea de la magnitud de esta inversión, nótese que la capacidad instalada actualmente en el SIC es de alrededor de 6.200 MW.

El Cuadro 3 da una idea del orden de magnitud de los costos y beneficios de eliminar los déficit con capacidad adicional permanente. Como se dijo, presentamos cálculos para tres costos de desarrollo de energía alternativos, 22, 24 y 26 mils/KWh. Sin embargo, para facilitar la discusión, y en vista de que los déficit son menores, en lo que sigue comentamos el caso de 22 mils/KWh, el que probablemente subestima el costo social de la capacidad adicional permanente. Sin licitación el valor presente del costo de abastecimiento y falla de la demanda en los siguientes diez años es 2.395,5 millones de dólares¹³. Después de que se eliminan los déficit, este costo cae menos de 0,7%, a 2.379,4 millones de dólares. Pero la capacidad adicional permanente cuesta 286 millones de dólares. Considerando además el ahorro debido a la postergación de la entrada de centrales (9,1 millones de dólares) se llega a que el costo total de eliminar los déficit es de 260,9 millones de dólares.

¿Qué tan grande es este costo? Una idea de los órdenes de magnitud envueltos se obtiene notando que esta inversión adicional es equivalente a un ciclo combinado de aproximadamente 400 MW de capacidad instalada. Pero la comparación más interesante se obtiene notando que autofinanciar tal mecanismo aumenta el costo de abastecimiento de energía en más de 11%. Vale decir, el costo de eliminar los

CUADRO 2

ITERACIONES PARA ELIMINAR DEFICIT (Laja a octubre de 2001)

Iteración	Turbinas (MW)	Déficit remanente (MW)
1	275	54,1
2	55	37,4
3	55	24,1
4	50	20,2
5	50	16,1
6	50	12,0
7	50	7,8
8	50	3,7
9	50	0
Total	685	

El cuadro muestra las iteraciones necesarias para eliminar el déficit de 275 MW.

CUADRO 3

CAPACIDAD ADICIONAL NECESARIA PARA ELIMINAR DEFICIT
(Laja a octubre de 2001)

	22 mils	24 mils	26 mils
Turbinas adicionales (MW)			
Inicial	275	275	275
Plan de obras fijo	685	685	685
Final	685	875	875
Costos de operación y falla (valor presente, 10 años)			
Inicial	2.395,5	2.395,5	2.395,5
Final	2.379,4	2.401,9	2.426,8
Diferencia (i)	-16,1	6,4	31,3
Inversión total (ii)	286	365,4	365,4
Postergación de inversiones (iii)	-9,1	-37,1	-21,7
Costo adicional total (i + ii + iii)	260,9	334,7	374,9
(Costo adicional)/(costo inicial)	1,11	1,14	1,16
Costo por KWh (US\$/KWh)	1,47	1,89	2,12

Notas:

- (a) Las cantidades están en millones de dólares.
- (b) "Inicial" corresponde al máximo déficit computado durante los tres primeros años hidrológicos sin agregar capacidad adicional; "final" corresponde a la capacidad necesaria para eliminar el déficit dado el cambio del uso del agua embalsada y el desplazamiento del plan de obras.
- (c) Los costos de operación y falla corresponden al valor presente esperado del costo de producir la energía demandada en el período de 10 años; la producción de cada central es valorada a su costo de operación.
- (d) El "costo por KWh" corresponde al costo adicional total partido por el número total de KWh de déficit evitados; el número total de KWh de déficit evitados es el número esperado de KWh de déficit en el período de 10 años, obtenido de la simulación inicial (177 GWh).

déficit partiendo de una situación normal de abastecimiento es sustantivo.

Una medida alternativa se obtiene calculando el costo por KWh de déficit que eliminan las turbinas. Para ello, consideramos que la suma de las fallas totales promedio en los nueve años hidrológicos considerados es de 177 GWh. La capacidad adicional permanente elimina ese déficit. Por lo tanto, el costo de eliminar cada uno de los KWh de déficit es de 1,47 dólares (147 centavos o 1.470 mils), algo así como ocho veces el costo de falla que usa la CNE para fijar el precio de nudo¹⁴. En vista de que en la mayoría de los escenarios hidrológicos no ocurrirían déficit, aun sin turbinas de emergencia, se tiene que la tasa de utilización esperada de las turbinas es de sólo 1,7%, y que generarán apenas 29 GWh anuales

en promedio¹⁵.

Podría parecer curioso que el costo de abastecimiento y falla caiga apenas en 16,1 millones de dólares, como se dijo, menos del 0,7%. Después de todo, se supone que las turbinas eliminan los déficit, y los KWh no servidos son valorados a costo de falla que es alrededor de tres veces mayor que el nivel del costo de operación de las turbinas que se utilizan en la punta. ¿Dónde se fue el gran ahorro por eliminar los déficit? La paradoja se resuelve una vez que se reconoce que el precio de equilibrio de la energía que gatilla la entrada de centrales es el mismo antes y después que se agregue la capacidad adicional. En otras palabras, el ahorro debido a que ahora ya no hay déficit es compensado por un mayor costo de generar los restantes KWh con centrales de mayor costo de operación que las que hubieran entrado sin las turbinas de emergencia.

Es interesante notar que cuando el costo de desarrollo se supone 22 mils/KWh, la postergación del plan de obras provocada por la capacidad adicional permanente es muy pequeña y no se necesitan inversiones adicionales para eliminar los déficit. Sin embargo, como se muestra en el Cuadro 3, si el costo de desarrollo fuese 24 ó 26 mils/KWh sería necesario agregar 190 MW adicionales.

Una meta menos ambiciosa: déficit máximo de no más de 2% de la demanda máxima

Una objeción que se le puede hacer al cálculo anterior es que la meta de eliminar por completo los déficit podría sustituirse por otra menos ambiciosa, a saber, tolerar déficit que permitan operar con medidas tales como disminuir el voltaje y campañas de ahorro, sin que sea necesario cortar el suministro. Además, como se aprecia en el Cuadro 2, a partir de la quinta iteración (es decir, cuando se han agregado 435 MW) el déficit remanente es de apenas 20,2 MW, y esto sugiere que nuestra estimación podría exagerar la capacidad necesaria para eliminar los cortes de suministro. Por lo tanto, estimamos la capacidad adicional permanente necesaria para eliminar todo déficit que supere el 2% de la demanda máxima mensual promedio.

El Cuadro 4 muestra que, en efecto, la capacidad adicional permanente necesaria para que los déficit nunca superen el equivalente al 2% de la demanda máxima es considerablemente menor. Inicialmente, la capacidad necesaria parece ser 185 MW, y luego de las iteraciones y desplazamiento del plan de obras “apenas” 250 MW. El costo total cae a 87,9 millones de dólares o 4% del costo de abastecimiento. Cada uno de los KWh de déficit eliminado cuesta 59 centavos de dólar, también muy por encima del costo de falla.

Capacidad adicional necesaria luego de una sequía extrema

El ejercicio anterior podría sugerir que el costo de mitigar los déficit con capacidad adicional permanente no es muy alto en tanto la meta sea “razonable” y se tolere la posibilidad de que el déficit sea a lo más 2% de la demanda. Sin embargo, la situación de abastecimiento a octubre de 2001 era bastante holgada.

CUADRO 4

CAPACIDAD ADICIONAL NECESARIA PARA REDUCIR DEFICIT
A 2% DE LA DEMANDA MAXIMA
(Laja a octubre de 2001)

	22 mils	24 mils	26 mils
Turbinas adicionales (MW)			
Inicial	185	185	185
Plan de obras fijo	200	200	200
Final	250	250	250
Costos de operación y falla (valor presente, 10 años)			
Inicial	2.395,5	2.395,5	2.395,5
Final	2.373,2	2.390,0	2.414,6
Diferencia (i)	-22,3	-5,5	19,1
Inversión total (ii)	104,4	104,4	104,4
Postergación de inversiones (iii)	-5,8	-9,5	-39
Costo adicional total (i + ii + iii)	87,9	89,4	84,5
(Costo adicional)/(costo inicial)	1,04	1,04	1,04
Costo por KWh (US\$/KWh)	0,59	0,64	0,64

Notas: Las mismas que en el Cuadro 3.

Pero la relativa holgura se debe a que a principios de octubre de 2001 había bastante agua en el Laja. ¿Cuánta capacidad sería necesaria para reducir los déficit posibles a no más de 2% de la demanda máxima luego de una sequía extrema que deje al lago Laja en niveles muy bajos?

Para estudiar este caso repetimos el ejercicio, pero lo iniciamos con la cota del lago Laja que se registraría en abril de 2003 si el año hidrológico 2002-3 fuese tal como el de 1998-99, el más seco de la estadística; al cabo de esta sequía la cota del Laja descendería a 1.314,4 m.s.n.m. Este ejercicio es "realista" en el sentido de que luego de una sequía extrema de esta magnitud sería casi inevitable que, si existe la posibilidad de forzar la instalación de capacidad adicional permanente, la autoridad lo haría. De hecho, no es casualidad que la idea de superar los déficit instalando capacidad adicional permanente haya aparecido luego de la crisis de 1998 y 1999.

El Cuadro 5 muestra que sería necesario instalar 730 MW para reducir los déficit a no más de 2% de la demanda y el costo total sería 288,3 millones de dólares (nótese que el déficit inicial a ser mitigado es de 397 MW). Alternativamente se puede calcular el costo por KWh de déficit evitado. En vista de que el déficit total entre los años hidrológicos 2003-4 y 2010-11 sería de poco más de

332 GWh, y con la capacidad adicional disminuiría a casi nada (a pesar de que se admiten episodios con déficit de hasta 2% de la demanda máxima), se sigue que cada KWh de déficit cuesta ahora 87 centavos. Esto es casi cinco veces el costo de falla estimado por la CNE para una restricción de a lo más 10% (17 centavos).

Como se aprecia en el Cuadro 6, eliminar los déficit a partir de una sequía extrema es algo más caro, porque se necesitan a lo menos 850 MW de capacidad adicional (1.030 MW si el costo de desarrollo es de 24 mils/KWh y 1.110 MW si fuera 26 mils/KWh). Así, el costo total son 298,7 millones de dólares (417,4 millones de dólares si el costo de desarrollo es 24 mils/KWh y 478 millones de dólares si fuera 26 mils/KWh). El costo por KWh de déficit evitado es 90 centavos.

¿Por qué es menor el costo por KWh cuando la capacidad se instala después de una sequía extrema? La razón es que en ese caso el Laja partiría casi vacío, lo que aumenta tanto la probabilidad de que se materialicen déficit como el número esperado de KWh de déficit. Más aún, cuando el Laja parte casi vacío existe un límite a cuánto se puede acelerar el uso del agua embalsada –si el agua se acaba no se puede usar más rápido!–. En otras palabras, es más probable que se use la capacidad adicional permanente si hay poca agua en el Laja. Pero en cualquier caso, aún en una situación extrema sigue siendo una alternativa extremadamente ineficiente para eliminar o mitigar los déficit.

CUADRO 5

CAPACIDAD ADICIONAL NECESARIA PARA DISMINUIR DEFICIT
A 2% DE LA DEMANDA MAXIMA
(Laja 1.314,4 m.s.n.m.)

	22 mils	24 mils	26 mils
Turbinas adicionales (MW)			
Inicial	397	397	397
Plan de obras fijo	650	650	650
Final	730	730	730
Costos de operación y falla (valor presente, 10 años)			
Inicial	2.474,5	2.474,5	2.474,5
Final	2.451,6	2.467,9	2.503,4
Diferencia (i)	-22,9	-6,6	28,9
Inversión total (ii)	304,8	304,8	304,8
Postergación de inversiones (iii)	-6,3	-10,5	-56,9
Costo adicional total (i + ii + iii)	288,3	287,7	276,8
(Costo adicional)/(costo inicial)	1,12	1,12	1,11
Costo por KWh (US\$/KWh)	0,87	0,87	0,84

Notas: Las mismas que en el Cuadro 3.

CUADRO 6

CAPACIDAD ADICIONAL NECESARIA PARA ELIMINAR LOS DEFICIT
(Laja 1.314,4 m.s.n.m.)

	22 mils	24 mils	26 mils
Turbinas adicionales (MW)			
Inicial	497	497	497
Plan de obras fijo	850	850	850
Final	850	1.030	1.110
Costos de operación y falla (valor presente, 10 años)			
Inicial	2.474,5	2.474,5	2.474,5
Final	2.447,7	2.471,8	2.497,7
Diferencia (i)	-26,8	-2,7	23,2
Inversión total (ii)	354,9	430,1	463,5
Postergación de inversiones (iii)	-29,4	-10	-8,7
Costo adicional total (i + ii + iii)	298,7	417,4	478
(Costo adicional)/(costo inicial)	1,12	1,17	1,19
Costo por KWh (US\$/KWh)	0,90	1,26	1,44

Notas: Las mismas que en el Cuadro 3.

3.4. ¿Cuánto cuesta eliminar un déficit usando capacidad adicional transitoria?

Como se dijo en la introducción, el sistema de precios chileno fue diseñado para minimizar el costo de abastecimiento y *falla* porque es conveniente “fallar” y racionar si el valor de la energía que no se entrega es menor que el costo de eliminar el déficit. Sin embargo, es posible demostrar que si la energía se valora y paga a costo de falla no ocurrirán cortes de suministro¹⁶. Esto ocurre porque los usuarios reducirían eficientemente su consumo (el beneficio marginal de consumir el último KWh sería igual al costo de falla) y los generadores, en tanto el costo de operación y capital sea menor o igual que el costo de falla, instalarían capacidad adicional transitoria. A diferencia de la capacidad adicional permanente, ésta se trae únicamente si ocurre un déficit y se retira cuando termina. En esta subsección estimamos el costo de eliminar un déficit extremo instalando capacidad adicional transitoria, suponiendo que los consumidores no disminuyen su consumo. El costo por KWh de esta alternativa es una manera apropiada de examinar el potencial del sistema de precios para mitigar déficit. En efecto, si fuera similar al costo de falla, se seguiría que a los generadores les convendría traer capacidad adicional

para mitigar el déficit.

Para realizar este ejercicio supondremos que el año hidrológico 2003-4 es tan seco como el de 1998-99, como se dijo, la peor sequía de la estadística. La cota del lago Laja al primero de abril del 2003 es la que se obtiene de la simulación evaluada en octubre de 2001, 1.337,1 m.s.n.m. El Cuadro 7a muestra los déficit mensuales que ocurrirían durante 2003-4 en estas circunstancias. Se aprecia que a consecuencia de la sequía la cota del Laja cae rápidamente. A pesar de que el déficit se materializa sólo a partir de octubre, el costo marginal aumenta apreciablemente en junio, de 22,2 a 85,6 mil/KWh; y nuevamente en julio, cuando llega a 108,6 mil/KWh. La situación se relaja algo en septiembre por la menor demanda debida a las fiestas patrias (el costo marginal cae a 85,6 mil/KWh), pero a partir de octubre la situación empeora y a partir de entonces los déficit son crecientes. En total, el déficit agregado durante el año hidrológico es de 1.341,1 GWh.

¿Cuánta capacidad adicional transitoria hay que instalar? Para que el ejercicio sea realista supondremos que la capacidad adicional transitoria entra a partir de julio del 2003 (los resultados son muy similares si las turbinas entran en abril u octubre del 2003). El máximo déficit ocurre en enero del 2004 y es equivalente a 650 MW de potencia. Sin embargo, las turbinas adicionales aceleran un tanto el uso del agua y finalmente son necesarios 685 MW de capacidad adicional. En este caso, el desplazamiento de agua no es muy importante porque a causa de la sequía el agua del Laja se usaría rápidamente aun si no se instalase la capacidad adicional transitoria. Como se aprecia en el Cuadro 7b, las turbinas comenzarían a generar a partir de julio, y en total aportarían 2.474,4 GWh¹⁷. Esta mayor generación evita por completo los déficit y reduce significativamente los costos marginales mensuales.

El beneficio de eliminar los 1.341,1 GWh de déficit se obtiene valorándolos a costo de falla y asciende a 237,5 millones de dólares. El costo de eliminar la falla es la suma del arriendo que se debe pagar por las turbinas más el costo de operarlas. El costo de generar 2.474,4 GWh con turbinas a gas es de 186,7 millones de dólares (se usó el costo de operación de estas turbinas que aparece en el informe de precios de nudo de octubre de 2001). El costo de arrendar turbinas es más difícil de estimar. Sin embargo, nótese que los 685 MW de turbinas cuestan 286 millones de dólares. Si el arriendo desde junio de 2003 a marzo de 2004 ascendiera al 30% de este costo (probablemente una estimación que exagera el verdadero costo), el costo total de eliminar el déficit ascendería a 272,5 millones de dólares, o bien 20 centavos por KWh de déficit evitado¹⁸.

Es ilustrativo comparar este costo con el de la capacidad adicional permanente. Si bien podría parecer que son de magnitud similar (como se recordará, el costo de evitar los déficit con capacidad adicional permanente es del orden de los 300 millones de dólares), la capacidad adicional transitoria se trae solamente si se materializa una sequía, evento que, como se aprecia en el Cuadro 1, es muy improbable bajo condiciones normales de abastecimiento. Así, el costo *esperado* de mitigar déficit con capacidad adicional transitoria es probablemente a lo menos un orden de magnitud más bajo que 20 centavos por KWh. Cabe destacar que

CUADRO 7

(a)
DEFICIT EN 2003-4 CON HIDROLOGIA DE 1998-99
(Laja 1.337,1 m.s.n.m.)

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	74,9	0	45,2	480,3	349,4	391,3
Cota (m.s.n.m.)	34,5	32	29,5	26,9	24,4	22	20	17,8	16,1	14,8	13,4	11,9
Costo marginal (mils)	21,4	22,2	85,6	108,6	110	85,6	170,4	110,1	170,4	204,5	204,5	204,5
Consumo (GWh)	2.854	3.055	3.091	3.167	3.102	2.808	3.044	2.915	3.023	3.151	2.953	3.454

(b)
OPERACION DEL SISTEMA CON CAPACIDAD ADICIONAL TRANSITORIA
INSTALADA EN JULIO DE 2003
(Laja 1.337,1 m.s.n.m.)

	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar
Generación adicional (GWh)	-	-	-	74,8	93	46	340,8	238,9	275,2	484,2	437,3	484,2
Déficit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cota (m.s.n.m.)	34,5	31,9	29,4	26,8	24,3	21,9	19,9	17,3	16	14,7	13,2	11,7
Costo marginal (mils)	21,4	22,2	85,6	75,5	75,5	75,4	75,4	75,4	75,5	110	92,8	108,5

para que este mecanismo funcione es indispensable que no existan limitaciones a las compensaciones a usuarios regulados. Esta limitación existía hasta junio de 1999 y fue una de las razones que explican los cortes de suministro durante la crisis de 1998 y 1999.

IV. Conclusión: La Inconveniencia de la Capacidad Adicional Permanente

Existe una objeción inmediata a nuestra estimación del costo social de eliminar los déficit de abastecimiento: si el problema es que la capacidad adicional altera el despacho habitual y hace postergar la entrada de centrales, ¿por qué no sacarla de la optimización rutinaria de la operación del sistema y ocuparla sólo cuando se necesite para evitar un déficit? De este modo, se podría argumentar, la capacidad adicional no alteraría el uso del agua embalsada y, por lo mismo, su impacto sobre los precios sería mucho menor. Así, si se llegase a proyectar un déficit máximo de X KW bastarían X KW de capacidad adicional para eliminarlo. En resumen, el problema no sería la capacidad adicional permanente en sí, sino su

interacción con el modelo con que se opera el sistema.

La “solución” descrita puede parecer convincente hasta que se piensa con más cuidado lo que implica. En esencia, programar el despacho sin la capacidad adicional permanente equivale a que ésta sólo forme parte del sistema cuando una sequía extrema provoca un déficit. Pero si así fuera, desde el punto de vista de la operación del sistema no habría mucha diferencia con la capacidad adicional *transitoria*, vale decir, aquella que se trae sólo cuando un déficit es muy probable y se retira cuando éste termina. Pero aun bajo esta alternativa, las diferencias son al menos dos.

Primero, la capacidad permanente es una inversión que debe pagarse se use o no. Como su factor de uso es naturalmente muy pequeño, su costo de capital por KWh de déficit evitado es muy alto; como vimos, a lo menos cinco veces el costo de falla y probablemente bastante más. La razón, por supuesto, es que la capacidad permanente provee un seguro contra un evento muy poco probable. Por contraste, la capacidad transitoria sólo se instala cuando las condiciones de (des)abastecimiento lo ameritan y en respuesta a los incentivos económicos que se siguen del (polémico) artículo 99 bis de la ley. Su costo social esperado es considerablemente menor.

Segundo, si se eliminan los déficit instalando capacidad permanente, es casi inevitable que se designe al regulador para decidir cuánta capacidad se debe licitar (de hecho, así era en las primeras versiones de la ley corta). Y en ese caso, la decisión queda sujeta a presiones que muy probablemente llevarán a sobreinstalar capacidad, porque quienes están en posición de influir al regulador y se benefician con que se instale más capacidad y se eliminen los déficit (v.g. el gobierno, que no los quiere por razones de “imagen política”; los distribuidores, quienes sienten amenazadas sus concesiones si ocurren racionamientos; y los generadores que terminen ganando por instalar turbinas) no pagan el costo, que se reparte entre los usuarios con una sobretasa *ad hoc* de sus cuentas de luz. Por el contrario, si la capacidad adicional es transitoria y el estímulo a instalarla proviene de las señales de precio que existen actualmente en la ley –en particular, el costo de falla–, ésta se traerá en tanto sea eficiente hacerlo, porque quienes toman la decisión también pagan los costos. Es importante notar, además, que el sistema de precios vigente no sólo estimula la traída de capacidad adicional sino que también da los incentivos para que los usuarios apaguen la luz cuando el beneficio de consumir KWh adicionales es menor que el costo de falla.

Como ya lo dijimos, se desconfía que los déficit se puedan mitigar y superar sin cortes de suministro por mero funcionamiento del sistema de precios. Esta desconfianza no es del todo infundada, porque se alimenta del fracaso práctico del sistema de precios durante la crisis de 1998-1999. Y, en efecto, éste tiene defectos que deberían corregirse. Pero si se examina la crisis eléctrica con más cuidado se comprueba que este fracaso se debió precisamente a que bajo la ley vigente el sistema de precios no es libre porque no puede funcionar sin que la autoridad tome las medidas administrativas necesarias. En efecto, y sin entrar en más detalles, era indispensable que el regulador zanjara pronta e inambiguamente las divergencias en el CDEC, de modo que los intercambios entre generadores se

hicieran al costo de oportunidad de la energía en situaciones de escasez –el costo de falla–. También era necesario que los reguladores decretaran oportunamente racionamiento e hicieran funcionar el mecanismo de compensaciones, entendido éste como el precio que debe transmitirles a los usuarios regulados el costo de oportunidad de la energía durante una escasez. Más aún, la limitación de las compensaciones que aparecía en el artículo 99 bis de la ley era inconsistente con el resto del sistema de precios. Por eso, no se puede afirmar que “el mercado” no funcionó. Antes bien, el problema fue que la regulación está estructurada de manera que “el mercado” no puede funcionar sin que intervengan los reguladores y durante la crisis éstos no lo hicieron bien. Estimamos que mejorar el sistema de precios para hacerlo más flexible y, sobre todo, hacer innecesaria la intervención del regulador, es posible.

Aún suponiendo que durante una escasez funcione un sistema de precios flexible, algunos desconfían que sirva para algo. Básicamente, el argumento es que los generadores serían lentos a la hora de traer capacidad adicional y los usuarios no considerarían el precio de la energía al momento de determinar su consumo (la demanda sería perfectamente inelástica). Pensamos que la primera objeción se puede descartar notando que durante la crisis pasada, aun sin que el sistema de precios funcionase adecuadamente, uno de los generadores deficitarios agregó 450 MW de potencia adicional transitoria, la cual fue retirada una vez que la crisis terminó.

La segunda creencia es contradicha por la evidencia internacional sobre la elasticidad de la demanda por electricidad. En efecto, Berndt (1991 pp. 328-335) revisa la evidencia, y señala que la elasticidad de corto plazo está entre $-0,1$ y $-0,2$. Nesbakken (1999) revisa evidencia más reciente, la que indica que la elasticidad de corto plazo se encuentra entre $-0,2$ y $-0,6$. Y Galetovic, Sanhueza y Serra (2001) estiman que en el SIC la elasticidad de la demanda por energía residencial de corto plazo es alrededor de $-0,30$; la comercial es alrededor de $-0,20$ ¹⁹. Con estas elasticidades es perfectamente factible reducir el consumo aumentando el costo de oportunidad de la energía con mayores precios o dando incentivos al ahorro^{20, 21}. Por eso, es inverosímil que los usuarios no consuman menos si el costo de oportunidad de la energía es igual al costo de falla, que es al menos 50% mayor que el precio por KWh que normalmente pagan los usuarios²².

Más aún, en otros países, particularmente los de *pool* nórdico conformado por Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca, se aplican esquemas de mercado que permiten manejar una escasez de energía con precios de equilibrio y sin cortes. En efecto, el cruzar ofertas de producción marginal de los productores con reducciones voluntarias de consumo de los grandes consumidores adscritos al *pool*, permite lograr en toda circunstancia el equilibrio entre la oferta y la demanda. La falla física no ocurre jamás, sólo hay un precio que equilibra el mercado²³.

En conclusión, la idea de mitigar o superar los déficit de abastecimiento eléctrico instalando capacidad adicional permanente no sólo es contradictoria con el sistema de precios vigente sino también gruesamente ineficiente. Puesto de otra forma, quienes la apoyan deberían justificar por qué estiman que cada KWh racionado causa costos de a lo menos cinco veces el costo de falla aceptado por la propia CNE y los participantes del mercado. No creemos que tal justificación exista; por eso, estimamos que esta idea debería descartarse definitivamente.

Notas

- ¹ Es importante notar que los déficit (o excesos de demanda) ocurren sólo porque los precios que ven los usuarios no son flexibles y no se ajustan contingentemente. Sobre el particular, véase a Montero y Rudnick (2001).
- ² Véase, por ejemplo, a Bernstein y Agurto (1992).
- ³ Para una demostración formal, véase Díaz *et al.* (2001). Una discusión más informal se encuentra en Díaz *et al.* (2000). Un paso más allá es ir a precios de mercado que reflejen la escasez relativa de la energía en todo momento. Véase la discusión sobre el *pool* nórdico en la conclusión.
- ⁴ Sobre el particular, véase a Díaz *et al.* (2000) y Galetovic (2000).
- ⁵ El costo esperado de abastecimiento y falla es el valor presente del costo de producir la energía necesaria para servir la demanda proyectada, suponiendo que el sistema falla si ello es eficiente. Se obtiene sumando el costo de producción incurrido por cada central cada vez que opera y valorando a costo de falla la energía no entregada. En este trabajo el horizonte de evaluación es 10 años y la tasa de descuento real es 10%.
- ⁶ Véase GOS para una descripción detallada.
- ⁷ Por ejemplo, el año hidrológico 1966-67 comenzó en abril de 1966 y terminó en marzo de 1967.
- ⁸ Al lector podría parecerle que la condición es incompleta porque las empresas generadoras también pueden venderle a las distribuidoras o cerrar contratos libres. Díaz *et al.* (2001, lema 3) muestran que condiciones elementales de arbitraje implican que la condición de equilibrio (2.1) es suficiente.
- ⁹ Para más detalles véase GOS.
- ¹⁰ Véase CNE (2001).
- ¹¹ Para más detalles véase Olmedo (2001).
- ¹² En rigor, el déficit es de energía y se mide en MWh. Sin embargo, cada uno de los cinco bloques de demanda es parejo, y por lo tanto, lo que hacemos es determinar el bloque con máximo déficit que se obtiene directamente en MW. Véase a GOS para una descripción más detallada.
- ¹³ El costo de operación y falla reportado en el Cuadro 3 corresponde al costo de combustible de operar las centrales despachadas. No incluye el costo de la capacidad de generación.
- ¹⁴ El costo de falla que usa la CNE para fijar el precio de nudo es aproximadamente 17 centavos de dólar por KWh (170 mils), para restricciones de a lo más 10% de la demanda. Véase CNE (2001, Anexo 5).
- ¹⁵ La “tasa de ocupación” es la fracción del tiempo en que las turbinas operan a plena capacidad.
- ¹⁶ Una demostración intuitiva se encuentra en Díaz *et al.* (2000, sección 2). La demostración más formal está en Díaz *et al.* (2001, corolario 3).
- ¹⁷ La energía generada por estas turbinas es más que el déficit, porque su costo de operación es menor que el de algunas centrales actualmente instaladas.
- ¹⁸ Se debe considerar que, además del costo de capital, el costo de oportunidad de dar en arriendo una turbina incluye el transporte, la instalación y luego el desmontaje.
- ¹⁹ Véase también este trabajo para evidencia internacional adicional.
- ²⁰ Al respecto, véase también a Chumacero *et al.* (2000).
- ²¹ Esto, sin mencionar que, como lo han mostrado Montero y Rudnick (2001), precios más flexibles llevarían a aumentos de bienestar importantes. Montero y Rudnick estiman que el bienestar de los consumidores podría aumentar entre 5 y 10% si los precios fueran flexibles, mientras que la inversión en capacidad para asegurar un nivel de servicio similar es un 30% superior con precios fijos.
- ²² Esto es válido para la tarifa BT1, que pagan la gran mayoría de los usuarios residenciales. Para la tarifa BT2, que pagan los clientes comerciales regulados, la diferencia es mucho mayor.
- ²³ Agradecemos al árbitro anónimo por llamarnos la atención sobre el *pool* nórdico.

Referencias

- BERNDT, E. (1991). *The Practice of Econometrics*. Reading: Addison Wesley.
- BERNSTEIN, S. y R. AGURTO (1992). “Use of Outage Cost for Electricity Pricing in Chile”, *Utili-*

- ties Policy*, 2 (4), pp. 299-302.
- CHUMACERO, R., R. PAREDES y J.M. SANCHEZ (2000). "Regulaciones para Crisis de Abastecimiento: Lecciones del Racionamiento Eléctrico en Chile", *Cuadernos de Economía* 37 (111), pp. 323-328.
- COMISION NACIONAL DE ENERGIA (2001). "Informe Técnico Definitivo: Fijación de Precios de Nudo, Sistema Interconectado Central (SIC), octubre 2001". Santiago: Comisión Nacional de Energía.
- DIAZ, C., A. GALETOVIC y R. SOTO (2000). "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones", *Estudios Públicos* 80, pp. 149-152.
- DIAZ, C., A. GALETOVIC y R. SOTO (2001). "Anatomía de una Crisis Eléctrica", *Revista de Análisis Económico* 16 (1), pp. 3-57.
- GALETOVIC, A. (2000). "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Evitable", *Puntos de Referencia* Nº 234. Santiago: Centro de Estudios Públicos. Disponible en <http://www.cepchile.cl>
- GALETOVIC, A., J.C. OLMEDO y H. SOTO (2002). "¿Qué Tan Probable es una Crisis Eléctrica?," *Estudios Públicos* 87, pp. 175-212.
- GALETOVIC, A., R. SANHUEZA y P. SERRA (2001). "Una Estimación de la Demanda por Energía Eléctrica en Chile", *mimeo*, Centro de Economía Aplicada y Departamento de Economía, Universidad de Chile.
- MONTERO, J. P. y H. RUDNICK (2001). "Precios Eléctricos Flexibles", *Cuadernos de Economía* 38 (113), pp. 91-109.
- NESBAKKEN, R. (1999). "Price Sensitivity of Residential Energy Consumption in Norway", *Energy Economics* 21 (6), pp. 493-516.
- OLMEDO, J.C. (2001). "El Modelo GOL", *mimeo*.