

La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Evitable*

ALEXANDER GALETOVIC

- La crisis eléctrica que ocurrió en Chile central en 1998 y 1999 desató una gran polémica y generó un clamor por modificar el marco regulatorio de la industria. Se ha afirmado que en Chile no deberían ocurrir restricciones de consumo y que, por lo tanto, la crisis muestra que las empresas no invirtieron lo suficiente. Adicionalmente, se ha sostenido que los reguladores no tenían atribuciones suficientes. Esto demostraría que “el mercado” no funciona en este sector, siendo indispensable aumentar las facultades discrecionales de los reguladores.
- Este diagnóstico es equivocado. En primer lugar, la sustantiva variabilidad hidrológica a la que está sujeto Chile central hace inevitable que en algunos años se deba restringir el consumo. Mantener capacidad de reserva suficiente para hacer frente a cualquier sequía, por severa que sea, no tiene sentido económico y no le conviene al país.
- En segundo lugar, a pesar de la sequía extrema y de la falla prolongada de la central Nehuenco, estimaciones conservadoras indican que la crisis y los déficit de abastecimiento que la acompañaron (450 GWh en total repartidos en 81 días) podrían haberse evitado con holgura si la regulación vigente se hubiera aplicado adecuadamente. Por lo tanto, la crisis no se debió a inversión insuficiente.
- En tercer lugar, un examen cuidadoso de la actuación de los reguladores muestra que tenían atribuciones para intervenir, pero no las usaron. Esta omisión fue importante porque el sistema de precios actualmente vigente requiere de la intervención acertada de los reguladores. Los reguladores no zanjaron oportunamente las disputas en el Centro de Despacho Económico de Carga, no aplicaron el mecanismo de compensaciones a usuarios regulados cuando y como correspondía y el Ejecutivo pospuso los decretos de racionamiento mucho más allá de lo prudente.
- Todo lo anterior implica que 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.
- El sello de un mercado libre son los precios flexibles que reflejan adecuadamente la escasez relativa de los recursos y los contratos entre privados que señalan claramente cómo repartir los riesgos. Este no es el caso de la generación eléctrica. La flexibilidad de precios se sustituye por la intervención de los reguladores. Por lo tanto, la crisis no fue la prueba de fuego del mercado libre sino de la capacidad de los reguladores de hacer cumplir la ley vigente.
- La lección de la crisis es que la intervención de reguladores no es buen sustituto de la flexibilidad de precios y los contratos privados. Es una ilusión creer que futuras crisis se evitarán aumentando las facultades discrecionales de los reguladores. Por el contrario, la regulación debería modificarse para disminuir la necesidad de intervención regulatoria, introducir precios flexibles que reflejen adecuadamente la escasez relativa de los recursos, dejar que los contratos entre privados señalen claramente cómo repartir los riesgos e introducir mecanismos privados de resolución de conflictos. El proyecto de ley de la CNE recientemente divulgada va en la dirección contraria.

ALEXANDER GALETOVIC. Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.
Email: agaleto@dii.uchile.cl

* Esta nota resume y complementa el trabajo “La crisis eléctrica de 1998-1999: causas, consecuencias y lecciones” escrito en conjunto con Carlos Díaz y Raimundo Soto, próximamente a ser publicado en *Estudios Públicos*. Agradezco la ayuda de Rodrigo Osorio de Gener con los cálculos del modelo GOL. La investigación mencionada fue financiada por Gener S.A. Sin embargo, el contenido es de mi exclusiva responsabilidad y no compromete en forma alguna a Gener S.A.

I. Introducción

La crisis eléctrica que ocurrió en Chile central en 1998 y 1999 desató una gran polémica y generó un clamor por modificar el marco regulatorio de la industria. En su versión extrema, el diagnóstico de las causas de la crisis es el siguiente:

- en Chile no deberían haber restricciones de consumo;
- por lo tanto, la crisis es señal que las empresas no invirtieron lo suficiente;
- adicionalmente, los reguladores no tenían atribuciones suficientes para hacer funcionar el mercado y ello agravó la crisis;
- por último, la crisis demuestra que “el mercado” no funciona adecuadamente en este sector, siendo indispensable la intervención regulatoria.

El propósito de esta nota es mostrar que este diagnóstico es equivocado. En la sección 2 se muestra que es prácticamente inevitable que en Chile ocurran años en que sea necesario reducir el consumo de energía. En la sección 3 se muestra que durante 1998 el agua embalsada se usó ineficientemente rápido. En la sección 4 se muestra que no es efectivo que los reguladores no tuvieran atribuciones durante la crisis. En repetidas ocasiones los reguladores no utilizaron las atribuciones que tenían, a pesar de que el sistema de precios está estructurado de manera que la intervención correcta es indispensable. La inacción de los reguladores agravó notoriamente la crisis. En la sección 5 se muestra que la crisis de 1998 y 1999 y los cortes de suministro que la caracterizaron eran evitables con holgura, a pesar de la falla prolongada de la central Nehuenco y de una de las peores sequías del siglo. Luego, no se pue-

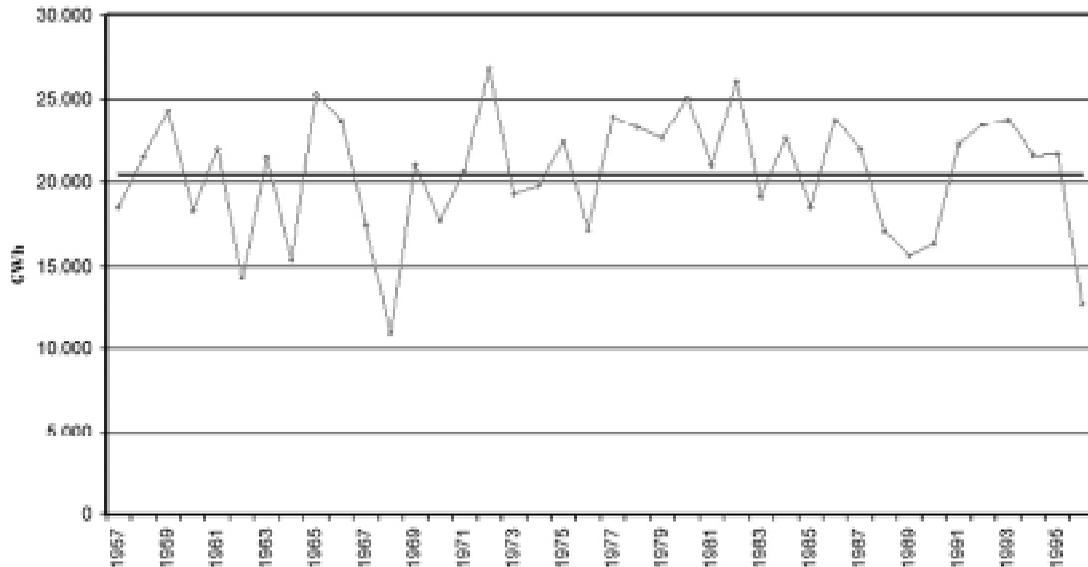
de concluir que la crisis fue resultado de inversión insuficiente. Finalmente, en la sección 6 se concluye argumentando que la crisis no fue un ejemplo del fracaso del “mercado”, entendido éste como un sistema de precios y contratos privados flexibles. Más bien, la crisis sugiere que sustituir los mecanismos de mercado por la intervención regulatoria es inadecuado.

2. Los años de escasez de energía son inevitables en Chile

El sistema eléctrico chileno está sujeto a un fuerte riesgo hidrológico porque parte sustancial de la energía se genera en plantas hidroeléctricas. En el Gráfico 1 se observa la cantidad de energía anual que se podría haber generado en el Sistema Interconectado Central (SIC) con el actual parque de centrales en cada uno de los años hidrológicos entre 1957-58 y 1996-97. Considerando que el consumo anual en el SIC en 1999 fue de aproximadamente 27.000 GWh, se puede apreciar que en un año muy húmedo (tal como 1972-73) el 100% de la cantidad demandada puede ser satisfecha con generación hidráulica¹. En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer el 80% de la cantidad demandada (alrededor de 21.000 GWh), mientras que en un año muy seco como 1968-69 o 1998-99, menos de 10.000 GWh o 40% de la cantidad de-

¹ La potencia es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico, y se mide en watts (W). La energía es el uso o generación de potencia en un período de tiempo y se mide en watts por hora o watts-hora (Wh). Así, por ejemplo, una ampolla de 100 W de potencia consume 50 Wh de energía si está encendida por media hora. Un kilowatt (KW) son 1.000 watts; un megawatt (MW) son 1.000 KW y un gigawatt (GW) son 1.000 MW.

GRÁFICO I ENERGÍA HIDROELÉCTRICA GENERABLE
1957-58 A 1996-97



Fuente: Bernstein (1999).

mandada es abastecida con generación hidráulica. Vale decir, en un año muy seco desaparece alrededor de la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente.

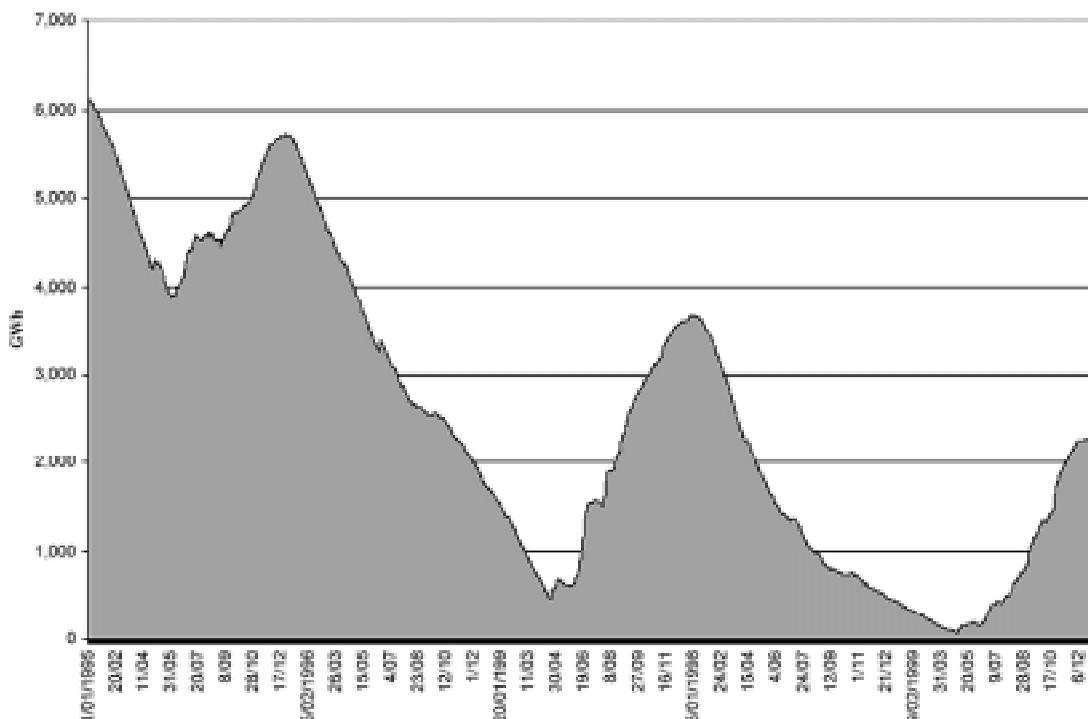
El impacto de la variabilidad hidrológica sobre los consumidores se puede atenuar almacenando agua en embalses (principalmente el lago Laja) o instalando plantas de reservas térmicas (gas, carbón, diesel). Ambas alternativas se ocupan en Chile. Sin embargo, no sería económicamente razonable instalar suficiente capacidad como para compensar cualquier caída de la cantidad de agua disponible, porque permanecería ociosa casi todo el tiempo. Puesto de otra forma, ¿cuál sería el sentido de invertir en una central hidráulica si se le exigiera un respaldo térmico de capacidad equivalente que casi nunca se utilizaría? Por ello, en Chile es inevitable que de vez en cuando ocurran años en que sea necesario disminuir el consumo

de energía porque la energía disponible es menor que la cantidad demandada al precio normal.

3. El agua embalsada se usó ineficientemente rápido

La sequía de 1998-99 fue una de las peores de este siglo. A ella se le sumó el desperfecto de la central de ciclo combinado Nehuenco, la que a plena capacidad puede generar alrededor de 2.500 MWh al año. Sin embargo, es posible identificar al menos dos episodios en que se ocupó agua embalsada ineficientemente rápido. A continuación entregamos en cada caso una cota inferior de la cantidad de agua embalsada que se podría haber guardado para usarla durante los déficit. Los cálculos se respaldan en una memoria que puede ser solicitada al autor.

FIGURA 2: ENERGÍA EMBALSADA 1995-1999



Fuente: CNE.

Octubre de 1997 a marzo de 1998: uso acelerado del agua embalsada. El Gráfico 2 muestra la cantidad de energía en los distintos embalses en cada momento entre 1995 y 1999. Gran parte de esa energía corresponde al lago Laja. Su gran capacidad (lleno almacena alrededor de 7.000 GWh de energía, cerca del 25% del consumo anual) permite acumular energía en períodos húmedos y usarla en períodos más secos.

La ley obliga a usar en todo momento la cantidad económicamente óptima de agua embalsada. Ello se logra cuando el costo de oportunidad del último KWh generado es igual al beneficio marginal de generar ese KWh. El beneficio de usar un poco más de agua embalsada es sustituir gene-

ración térmica hoy o, si las condiciones de generación son muy ajustadas, evitar una falla. Por otro lado, el costo económico de generar hoy un poco más con agua embalsada es que lo generado hoy no podrá usarse para generar mañana. La cantidad óptima de agua embalsada que debe usarse en cada momento la calcula el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) usando el modelo de programación dinámica estocástica OMSIC.

Es posible demostrar que cuando se anuncia una central nueva y se la incorpora en la programación futura el valor corriente del agua cae. Esto ocurre porque la mayor generación futura sustituye generación con agua embalsada y el programa de operación traslada óptimamente parte de esa agua para ser generada en el presente. Por

lo tanto, todo lo demás constante, el anuncio de la entrada de una central en el futuro y su inclusión en la programación de la operación, implica usar más agua hoy.

A partir de octubre de 1997 la programación de la operación del SIC se hizo en el supuesto que la central Nehuenco entraría en funcionamiento a comienzos de julio de 1998, según fuera anunciado por la empresa Colbún. Esta fecha de entrada fue postergada repetidamente y Nehuenco no entró sino en diciembre de 1998. Sin embargo, el reglamento del CDEC obligaba a incorporar a Nehuenco como “disponible” cada vez que Colbún la anunciara como tal. Una estimación conservadora es que el anuncio errado de la fecha de entrada de la central llevó a utilizar alrededor de 218 GWh de agua entre octubre de 1997 y junio de 1998².

Julio-agosto de 1998: MOP entrega agua adicional del Laja. En la primera semana de julio el CDEC predijo un déficit de 85 GWh durante la segunda mitad del mes. Fue entonces cuando el MOP vendió el equivalente a 500 GWh en agua embalsada en el Laja y el Maule con la justificación que se necesitaban para evitar el racionamiento. Los términos del acuerdo entre el MOP y Endesa no son públicos, pero aparentemente permitía a Endesa usar el agua sin limitaciones, en vista que hizo funcionar sus plantas hidráulicas a capacidad plena durante julio y

² Este número se obtuvo simulando la operación con el modelo GOL entre octubre de 1997 y junio de 1998. Se comparó el monto generado con agua embalsada durante ese período con Nehuenco incluida como disponible a partir de julio de 1998 con los montos generados incluyendo a Nehuenco como disponible desde diciembre de 1999. Gran parte del agua (213 GWh) se usó entre octubre y marzo. Los detalles del cálculo se pueden obtener del autor.

agosto mientras duraba el agua. Para efectos del despacho, el agua fue valorada como si su costo de oportunidad hubiese sido cero. Esto era contradictorio con la motivación para usar el agua, a saber, evitar el racionamiento.

En efecto, se puede demostrar con un modelo de programación dinámica muy simple que cada vez que un déficit es inminente el costo de oportunidad del agua es igual al costo de falla. En esos casos *todas* las plantas térmicas disponibles deben ser despachadas. Por ello, un indicador muy simple de que se usó demasiada agua en julio y agosto es que algunas plantas térmicas no fueron despachadas. Si bien es claro que parte del agua que se usó evitó una falla, una estimación conservadora indica que por lo menos 65 GWh podrían haber sido generadas por plantas térmicas.

4. Los reguladores tenían atribuciones, pero no las usaron

Durante y después de la crisis muchos afirmaron que los reguladores no tenían atribuciones que les permitieran manejarla. De este diagnóstico muchos han concluido que se deben ampliar las atribuciones discrecionales de los reguladores. Un análisis cuidadoso de la crisis muestra, sin embargo, que los reguladores contaban con atribuciones. Más aún, era fundamental que las usaran, pues de ello dependía el funcionamiento adecuado del sistema de precios porque en este mercado los precios no son flexibles. El problema es que los reguladores no usaron esas atribuciones en varios episodios clave lo que agravó la crisis. Discutimos esos episodios a continuación.

El Ministro de Economía no zanjó oportunamente la divergencia del costo de falla; la SEC no investigó las causas de las disputas en el mercado spot. Al CDEC, que está compuesto por las empresas generadoras, le corresponde decidir qué generador despacha su energía en cada instante. Hasta junio de 1999, si una empresa consideraba que una decisión de despacho no era adecuada, podía reclamar al directorio, y si éste no llegaba a acuerdo, se entablaba una divergencia que debía ser resuelta por el Ministro de Economía en un plazo máximo de 120 días. El problema era que mientras la divergencia no estuviera zanjada no existía una decisión oficial del CDEC que diera origen a obligaciones legales. Esto implicaba que la decisión del Ministro era fundamental para que en ese mercado existiera un precio. También muestra que el mercado spot no es uno de precios flexibles que automáticamente reflejan la escasez relativa de energía.

A principios de julio de 1998 Endesa argumentó que el precio spot determinado por el despacho debía volverse a calcular, porque las repetidas postergaciones de la entrada de la central Neuqueno habían obligado a usar las reservas de agua creando la situación de escasez. La divergencia fue finalmente zanjada por el Ministro sólo en diciembre del año siguiente.

La disputa entre generadores se agravó a principios de noviembre de 1998 cuando ocurrió la primera falla del sistema. Los generadores deficitarios argumentaron que no correspondía valorar las transferencias a costo de falla porque el déficit no hubiese ocurrido con la hidrología de 1968-69. Según lo establecido en el reglamento interno del CDEC, el 26 de noviembre de 1998

se le hizo llegar una carta al Ministro de Economía planteando la divergencia y solicitándole una definición. El Ministro, como requiere la ley, pidió una opinión a la Comisión Nacional de Energía (CNE). En cinco días la CNE contestó que en falla correspondía valorar las transferencias de energía a costo de falla. Sin embargo, el Ministro demoró casi cuatro meses en decidir la divergencia y sólo lo hizo el 26 de marzo de 1999. La decisión ratificó la opinión de la CNE, estableciendo que en falla las transferencias de energía debían valorarse al costo de falla. Si bien era clara conceptualmente, dejó margen para que el CDEC la pusiera en práctica, lo que provocó nuevas dilaciones.

Era posible dar un veredicto más detallado, indicando expresamente que en noviembre habían ocurrido fallas; el CDEC tenía información de los nudos en que físicamente se había restringido el consumo. Adicionalmente, se le podría haber pedido al Superintendente que investigara por qué no había precio spot, una situación anómala. Si bien en ese entonces las multas eran muy bajas, una investigación hubiera puesto presión para que las partes entraran en razón, porque sus conclusiones hubieran dejado constancia de la responsabilidad de cada una. Además, en ese momento se tramitaba en el Congreso el proyecto de ley que incrementó sustantivamente las multas.

De esta forma, por una razón o por otra, no hubo acuerdo entre los generadores sobre cuál era el precio al que debían valorarse las transferencias de energía a partir de julio de 1998. La demora en zanjar las divergencias tuvo consecuencias importantes. Todos los generadores, tanto deficitarios como excedentarios, enfrentaron incentivos débiles para disminuir el déficit entre noviembre y marzo. La posibilidad de que el precio

spot fuera menor que el costo de falla hacía menos conveniente agregar capacidad, recontractar con clientes libres y comprarles a autogeneradores.

Primero, no fue posible llegar a un acuerdo para que los autogeneradores vendieran en el mercado spot, ya sea directamente o a través de generadores. Los autogeneradores son empresas de giro distinto al eléctrico que cuentan con alguna capacidad de generación propia. Estas empresas también están conectadas al sistema eléctrico y son capaces de inyectar potencia. Una estimación de la empresa Gener S.A. indica que alrededor de 100 MW de potencia no llegaron al mercado por este motivo. Esto sugiere que sólo durante los días de déficit los autogeneradores podrían haber aportado al menos 57 GWh (0,7 GWh por día). A eso debería agregarse el hecho que la energía de autogeneradores podría haber sustituido generación con agua embalsada en aquellos días en que no ocurrieron déficit. Por ejemplo, entre noviembre de 1998 y marzo de 1999 los autogeneradores podrían haber aportado al menos 80 GWh adicionales.

En segundo lugar, Endesa agregó alrededor de 450 MW de turbinas, pero lo hizo lenta y gradualmente entre enero y abril de 1999, al menos seis meses después del comienzo de la crisis. Los incentivos a instalar capacidad adicional al comenzar la crisis hubieran sido más fuertes si hubiese existido certeza de que el costo de falla sería el precio de transferencia entre generadoras y que se debían pagar compensaciones una vez que ocurriera un racionamiento (véase más abajo). En vista que a fines del invierno de 1998 se sabía que la sequía era grave y que duraría al menos hasta que llegara la temporada de lluvias en 1999, es razonable suponer que, de haber existi-

do certeza de que el regulador aplicaría la regulación, esas turbinas hubiesen estado funcionando en noviembre de 1998. Esas turbinas eran capaces de aportar al menos 9 GWh diarios. Esto hubiera bastado para eliminar el déficit de noviembre de 1998 por completo. Adicionalmente, esta capacidad podría haberse usado para sustituir agua embalsada entre noviembre de 1998 y marzo de 1999 en aquellos días en que no hubo déficit. Una estimación conservadora del total de energía no generada por esas centrales y que hubiera estado disponible para sustituir generación con agua embalsada es de 750 GWh.

A todo lo anterior hay que sumarle el hecho que si hubiera existido un precio spot claramente establecido, parece razonable pensar que los generadores excedentarios hubieran tenido incentivos para renegociar sus contratos con clientes libres de modo de vender los excedentes liberados en el mercado spot. No existe una buena estimación de la cantidad de energía que se hubiera liberado por este concepto.

El Ejecutivo pospuso el decreto de racionamiento todo lo que pudo. El principal instrumento regulatorio para manejar una escasez es el decreto de racionamiento. Éste autoriza a los distribuidores a interrumpir el servicio y fuerza a compensar a los usuarios regulados en aquellos días en que ocurran déficit, a la fecha de la crisis con las limitaciones impuestas por el artículo 99 bis.

Una vez decretado el racionamiento, el CDEC determina cada día si la demanda proyectada supera a la energía disponible, en cuyo caso se hace necesaria una “restricción”. El déficit se asigna entre los distintos generadores, a la fecha de la

crisis de acuerdo con sus contratos. Cada generador asigna entonces su parte del déficit entre sus clientes, ya sea pactando reducciones voluntarias de consumo o bien, cuando no son suficientes, cortes. Así, bajo la regulación actualmente vigente el decreto de racionamiento es necesario para que los usuarios reciban la señal que deben restringir sus consumos y ahorrar energía.

El examen de la crisis sugiere que el Ejecutivo trató de evitar el decreto de racionamiento mientras pudo. En efecto, en julio de 1998, cuando el CDEC predijo un déficit, el Ejecutivo no dictó el decreto sino que prefirió entregar agua adicional. En septiembre la CNE recomendó dictar el decreto, pero el Ejecutivo lo ignoró y no lo hizo sino hasta que en noviembre ocurrieron cortes intempestivos. Y entre diciembre de 1998 y marzo de 1999 cuando la caída del consumo, los deshielos y la entrada temporal de Nehuenco relajaron momentáneamente la escasez, el Ejecutivo presionó al CDEC para que no decretara restricción, la que hubiera forzado a reducir el consumo. Sólo a fines de febrero el regulador dispuso bajar el voltaje al piso de la banda de variación, es decir, 7,5% menos respecto del estándar de 220 volts. Entre diciembre y marzo la energía embalsada disminuyó en 400 GWh, lo que deja a los embalses casi vacíos en marzo cuando Nehuenco nuevamente falló (véase el Gráfico 2)³.

La SEC no entendió el rol de precio que cumplen las compensaciones a usuarios regulados. Para que el decreto de racionamiento les transmita el mayor costo de

oportunidad de la energía a los usuarios regulados (aquellos cuya potencia instalada es menor que 2 MW) en situaciones de escasez de energía es necesario que se les compense en aquellos días en que ocurran excesos de demanda al precio de nudo. Se puede demostrar que si el costo de falla es calculado correctamente, el costo de oportunidad de consumir un KWh adicional es igual al valor marginal de ese KWh adicional. Con ello se darían las señales correctas de costo de oportunidad de la energía en escasez.

Sin embargo, al menos por tres motivos el mecanismo de compensaciones no cumplió con su rol de transmitirles el costo de oportunidad de la energía a los usuarios. Primero, porque la ley limitaba el pago de compensaciones al déficit que se hubiera producido con la hidrología más seca en la estadística usada para computar los precios de nudo, la del año hidrológico 1968-69. Esta limitación desarmó el sistema de precios hasta marzo de 1999, porque no señalaba un sustituto para transmitirles el costo de oportunidad de la energía a los usuarios en la eventualidad que ocurriera una sequía peor que la de ese año hidrológico. En segundo lugar, el mecanismo de compensaciones es complejo y difícil de entender, a no ser que se les explique didácticamente a los consumidores. Desafortunadamente, los incentivos son tales que a ningún agente le conviene explicarlo a los usuarios. Tercero, la ley es ambigua acerca de las condiciones precisas bajo las que se deben pagar compensaciones, no sólo en lo que se refiere a la definición de sequía discutida más arriba, sino también a cómo calcular los montos por compensar.

Lo anterior le entrega a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) la responsabilidad de hacer funcionar el mecanismo de com-

³ En su memoria anual de 1999 la CNE argumenta que esa energía embalsada debía generarse para cumplir los convenios de riego.

pensaciones adecuadamente –es decir, de manera que funcione como una señal que les transmita el costo de oportunidad de la energía a los usuarios en situaciones de escasez–. Esto exige que los reguladores sean capaces de verificar independientemente los resultados del modelo de programación. Por ejemplo, la SEC no evaluó independientemente si con la hidrología de 1968-69 no hubieran ocurrido déficits. Y al comenzar el nuevo año hidrológico en abril de 1999, cuando se argumentó que ese era el segundo año seco consecutivo de sequía, y que por lo tanto tampoco correspondía compensar, los reguladores parecieron no considerar la posibilidad de que el año hidrológico finalmente no fuera seco, como efectivamente ocurrió, en cuyo caso correspondía pagar compensaciones, aun con la limitación del artículo 99 bis vigente.

La SEC cambió de actitud una vez que la ley fue modificada en junio de 1999 y se eliminó la limitación del artículo 99 bis. Entonces, cuando la crisis ya terminaba, exigió que se pagaran compensaciones por todo el periodo en que se mantuvo vigente un decreto de racionamiento, lo cual también parece económicamente equivocado.

La disputa entre la SEC y las empresas generadoras y la oportunidad en que ocurrió –sólo cuando la crisis ya había terminado– sugiere que el regulador entendía el mecanismo de compensaciones como uno de multas y no como un precio que debe transmitirles a los usuarios regulados el costo de oportunidad de la energía en situaciones de escasez. Lo concreto es que durante toda la crisis el costo de oportunidad de la energía que enfrentaron los usuarios regulados fue el precio de nudo, el que, además, por razones ajenas a la crisis, cayó en 25% entre abril de 1998 y abril de 1999. Una estimación conservado-

CUADRO I ENERGÍA “DISPONIBLE” PARA EVITAR DÉFICITS (EN GWH)

Programación Nehuenco	
Octubre-diciembre 1997	79
Enero-marzo 1998	134
Abril-junio 1998	5
Entrega de agua MOP	65
Postergación turbinas	
Reducción déficit (11/98)	76
Disponible 11/98 a 3/99	750
Autogeneradores	
Reducción déficit (11/98)	10
Reducción déficit (4-6/99)	47
Disponible 11/98 a 3/99	80

ra indica que, únicamente por esta caída, la cantidad demandada debe haber aumentado en al menos 2%. Este monto es significativo si se considera que en los días de déficit éste alcanzaba a alrededor del 8% de la demanda. Más aún, el aumento de la cantidad demandada debe haber contribuido al uso acelerado del agua embalsada.

5. A pesar de la sequía y la falla de Nehuenco, la crisis era evitable

Es posible demostrar que aun bajo las condiciones de abastecimiento excepcionalmente ajustadas que se vivieron en 1998 y 1999 no debieron ocurrir cortes de energía. En efecto, el déficit de suministro agregado durante la totalidad de la crisis fue de alrededor de 450 GWh de energía repartidos en 81 días⁴. El Cuadro I resume la esti-

⁴ Véase “Generación bruta mensual SIC-SING” en <http://www.cne.cl/cnenew/electricidad/electric.htm>. El déficit fue de 76 GWh en noviembre de 1998 (15 días), 160 GWh en abril de 1999 (24 días), 134 GWh en mayo (25 días) y 79 GWh en junio (17 días).

mación de cuánta energía podría haber estado disponible durante los 81 días en que ocurrieron déficit, ya sea por ahorro de agua embalsada, entrada anticipada de turbinas a gas o compras de energía a autogeneradores.

Se puede apreciar que si las turbinas instaladas entre enero y abril de 1999 hubieran estado disponibles en noviembre de 1998, el déficit de ese mes se hubiera evitado por completo. En segundo lugar, sólo por aporte de autogeneradores y del agua embalsada que cedió el MOP en julio y agosto de 1998 se podría haber disminuido en a lo menos 112 GWh el déficit ocurrido entre abril y junio de 1999, desde 373 GWh a 261 GWh. En tercer lugar, si además se incluye el agua despachada ineficientemente rápido por la inclusión de Nehuenco en el programa de operaciones entre octubre de 1997 y marzo de 1998 (218 GWh), se concluye que el déficit de 1999 se podría haber evitado por completo guardando a lo más 43 GWh de agua embalsada entre diciembre de 1998 y marzo de 1999. Recuérdese que en esos meses la energía embalsada disminuyó en 400 GWh, al tiempo que la energía de las turbinas instaladas tardíamente o la de autogeneradores hubiera agregado alrededor de 830 GWh disponibles en días sin déficit entre noviembre de 1998 y marzo de 1999.

La estimación anterior es doblemente conservadora: primero, cada número en el Cuadro I ha sido calculado de manera que cualquier sesgo tienda a disminuir el monto estimado de energía adicional con que se podría haber contado durante los días de déficit. En segundo lugar, no se incluyen varias fuentes adicionales de ahorro o de energía, tales como aquella que no hubieran consumido los usuarios regulados de haber enfrentado el verdadero costo de oportunidad de la ener-

gía, o la energía adicional que podría haber llegado al mercado spot por renegociaciones de contratos con clientes libres. Estas fuentes adicionales no se incluyeron porque no se cuenta con una base razonablemente sólida para estimarlas, pero probablemente son de magnitud importante.

En conclusión, aun considerando la sequía y la falla de Nehuenco, que implicaron una escasez de energía sin precedentes, la crisis no se pueda atribuir a que faltó energía. El problema fue que la energía disponible no fue asignada eficientemente porque los reguladores no fueron capaces de hacer funcionar el sistema de precios. Por lo mismo, el análisis demuestra que la crisis no se debió a la inversión insuficiente de las empresas.

6. Conclusiones

La escasez de 1998-1999 no hubiera ocurrido si el año hidrológico 1998-99 hubiera sido más cercano a normal o si no hubiera fallado la central Nehuenco. Sin embargo, a pesar de las difíciles circunstancias de abastecimiento, la evidencia indica claramente que los cortes de energía –y por ende la crisis– eran innecesarios. El déficit agregado durante esos meses fue de 450 GWh. Si el agua embalsada se hubiera usado eficientemente, o bien los reguladores hubiesen tenido la voluntad de hacer funcionar el sistema de precios y de usar sus atribuciones prontamente, o si el Ejecutivo no hubiese temido los supuestos “costos políticos” o de imagen por decretar racionamiento apenas las condiciones lo justificaban se hubiese ahorrado al menos el doble que esa cantidad y probablemente bastante más. Al mismo tiempo, el que los cortes de suministro hayan sido evitables

demuestra más allá de toda duda razonable que no se puede atribuir la crisis a que las empresas no invirtieron lo suficiente.

Por el contrario, si la ley vigente se hubiera aplicado, no hubieran ocurrido cortes de energía, aun considerando que la limitación de las compensaciones en el artículo 99 bis entrabó considerablemente el funcionamiento del sistema de precios hasta marzo de 1999. La ley no se aplicó porque en repetidas ocasiones los reguladores no utilizaron las atribuciones que tenían, a pesar de que sus decisiones eran necesarias para que “el mercado” funcionara. Así, por un lado, 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–. Por otro lado, 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. En ambas dimensiones los reguladores no aplicaron la ley adecuadamente. 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.

El sello de un mercado libre son los precios flexibles que reflejan adecuadamente la escasez relativa de los recursos y los contratos entre privados que señalan claramente cómo se han de repartir los riesgos. Este no es el caso en el sec-

tor de generación eléctrica porque la flexibilidad de precios se sustituye por la intervención de los reguladores. Son éstos los encargados de zanjar las disputas en el mercado spot y de aplicar el mecanismo que les transmite el costo de oportunidad de la energía a los usuarios en situaciones de escasez. Por lo tanto, la crisis no fue el test del mercado libre de generación sino de la capacidad de los reguladores de hacer cumplir la regulación actualmente vigente. La lección de la crisis es que la intervención reguladora no es un buen sustituto de la flexibilidad de precios y los contratos privados. Esto queda en evidencia si se considera que los mismos generadores que nunca pudieron llegar a acuerdo en el CDEC cumplieron lo estipulado en contratos privados de respaldo (y por ende, por ser privados quedaban al margen de la intervención regulatoria). Por lo tanto, es una ilusión pensar que futuras crisis se evitarán aumentando las facultades discrecionales de los reguladores.

Por último, es necesario que cualquier reforma que se le haga a la regulación eléctrica considere que la variabilidad hidrológica y las consiguientes reducciones de consumo en años muy secos son inherentes al sistema eléctrico chileno mientras sea socialmente rentable desarrollar los recursos hidráulicos. Ello implica que precios o contratos flexibles que transmitan a generadores y usuarios el costo de oportunidad de la energía son los mecanismos idóneos para enfrentar las situaciones de escasez. El proyecto de ley recientemente propuesto por la CNE va en la dirección contraria porque insiste en el mecanismo de compensaciones y aumenta significativamente las facultades discrecionales de los reguladores. **PR**