

recursos naturales e infraestructura

La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria

Patricio Rozas Balbontín



NACIONES UNIDAS



División de Recursos Naturales e Infraestructura

Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del
uso eficiente de la energía en América Latina"

Santiago de Chile, diciembre de 1999

Este documento fue preparado por el Consultor Sr. Patricio Rozas Balbontín en el marco del Proyecto CEPAL/Comisión de las Comunidades Europeas (CCE) “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”.

El autor agradece los comentarios de los señores Axel Dourojeanni, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altamonte.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

La dirección del proyecto CEPAL/Comisión de las Comunidades Europeas está a cargo del Sr. Fernando Sánchez Albavera. Los interesados pueden dirigirse al Email: fsanchez@eclac.cl o al fax (56-2) 208-0252

Publicación de las Naciones Unidas

LC/L.1284-P

ISBN: 92-1-321546-0

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 1999. Todos los derechos reservados

N° de venta: S.99.II.G.55

Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N.Y. 10 017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
I. Síntesis y conclusiones	7
II. Antecedentes de la crisis	11
A. Problemas técnicos de centrales de ciclo combinado.....	11
B. La disminución de las reservas de agua.....	14
III. El desempeño de los actores durante la crisis eléctrica	19
A. La interpretación de la crisis por los actores involucrados	20
1. El gobierno.....	20
2. Las empresas generadoras.....	21
3. Las empresas distribuidoras.....	24
4. Los gremios empresariales.....	25
5. Los gremios profesionales	27
B. Puntos de conflicto en el sector eléctrico	27
1. Aceptación del decreto de racionamiento y aumento del precio en el mercado <i>spot</i>	28
2. Atraso de puesta en funciones de Nehuenco	29
3. Compensaciones e indemnizaciones.....	29
4. Costo de falla	33
5. Sobreventa de algunas generadoras respecto de su capacidad de generación.....	35
6. Racionamiento parejo	35
C. La administración de la crisis	36
1. El gobierno.....	36
2. Empresas generadoras.....	41

D.	Las respuestas a la crisis de generación eléctrica	44
1.	El gobierno.....	44
2.	Las empresas generadoras	50
3.	Cámara de Diputados y dirigentes de partidos políticos	59
4.	Consultores del sector eléctrico y académicos	65
IV.	Las principales consecuencias de la crisis eléctrica en la economía de Chile.....	69
A.	El impacto sobre el crecimiento económico	69
B.	Desprotección de los clientes regulados	71
C.	Disminución del límite de sobrepago en las tarifas de invierno	72
D.	Ajuste de los planes de inversión y de contratos de suministro	73
E.	Escenario favorable a la introducción de cambios a la Ley Eléctrica	74
F.	Mayor participación de las centrales térmicas en la generación eléctrica.....	76
G.	Cambios en la rentabilidad relativa en las empresas del sector.....	76
H.	Conciencia relativa acerca de la vulnerabilidad del sistema	78
I.	Adquisiciones de empresas, relevo de actores y concentración económica en el sector eléctrico	79
	Bibliografía	81
	Serie Recursos Naturales e Infraestructura: números publicados	83

Índice de cuadros

Cuadro 1	Principales clientes libres del SIC.....	27
Cuadro 2	Los cambios del marco legal de la actividad eléctrica	47
Cuadro 3	Resultados y rentabilidad de algunas empresas eléctricas, 1997-1998.....	77

Índice de recuadros

Recuadro 1	Historia de un racionamiento anunciado (1999)	13
Recuadro 2	El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad	17
Recuadro 3	Lo que dice la ley eléctrica sobre el pago de compensaciones e indemnizaciones	32
Recuadro 4	Causas que motivaron el racionamiento de energía eléctrica en el país	62
Recuadro 5	Impacto de los apagones en el sector productivo	70
Recuadro 6	Integrantes del CDEC-SIC	75

Resumen

Este trabajo analiza el comportamiento de los actores económicos y políticos que exhibieron un mayor protagonismo en el desarrollo de la crisis energética chilena entre noviembre de 1998 y de junio de 1999.

Este mayor protagonismo significó la mayoría de las veces que las apreciaciones sobre la crisis eléctrica se articularan en un análisis de la cuota de responsabilidad individual de los actores que son identificados por el resto de la sociedad como administradores del negocio de la generación eléctrica —directores y ejecutivos de las empresas generadoras— y de su regulación conforme al bien común y a los intereses del país, es decir, el Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y los funcionarios directivos de los organismos técnicos del gobierno.

En este análisis se ha procurado establecer de qué manera sus declaraciones dejan entrever los elementos que explican su conducta, especialmente en relación con la búsqueda de soluciones. Para ello fue clave establecer el diagnóstico que cada actor hizo de la situación para determinar los puntos de consenso y disenso que se configuraron.

La identificación de los conflictos y de su evolución posterior, así como de las formas en que se construyen los acuerdos sobre criterios de acción, deja al descubierto los intereses reales que motivan el comportamiento de los actores, más allá de la retórica discursiva presente en sus declaraciones.

Sobre la base de la identificación de los puntos de consenso y de disenso a los que confluyen los actores en el marco de la crisis, y de la determinación de los intereses que orientan su conducta, fue posible interpretar y analizar el conjunto de acciones emprendidas con el propósito de administrar la contingencia. Del mismo modo, fue posible interpretar y analizar las respuestas que los actores ofrecieron a la crisis eléctrica en una perspectiva de más largo plazo.

I. Síntesis y conclusiones

El déficit energético producido hacia mediados de noviembre de 1998 tuvo su origen principal en una disminución abrupta de la oferta de energía, cuyo impacto en la estabilidad del sistema se vio acentuado por el persistente crecimiento de la demanda de energía por parte de las empresas y de las personas. Como se explicará más adelante, la disminución de la oferta fue el resultado directo de la creciente disminución de la generación hidroeléctrica a raíz de la sequía: la menor afluencia de las aguas provenientes de los deshielos cordilleranos; las fallas reiteradas de varias de las centrales térmicas que deben funcionar como unidades de respaldo de la generación hidroeléctrica; los considerables atrasos en la puesta en operación de las centrales de ciclo combinado a gas natural; la falta de coordinación y de transparencia de la conducta de las empresas generadoras, y en general, el predominio de estrategias de acción empresarial de carácter cortoplacista en desmedro de la consecución de objetivos de largo plazo.

Trascendiendo los factores de contingencia que desencadenaron la crisis, ésta dejó al descubierto las insuficiencias del modelo eléctrico chileno, hasta ahora constituido en paradigma en varios países de América Latina. Los problemas más relevantes que se revelaron en esta crisis los constituyen: i) la ausencia de un marco legal e institucional adecuado a las características que exhibe el desarrollo de la industria eléctrica en Chile; ii) la debilidad orgánica de las entidades del Estado encargadas tanto de definir y ejecutar las políticas energéticas, como de regular y fiscalizar las actividades del sector; y iii) la carencia de una política energética de largo aliento que vaya más allá del objetivo exclusivo de minimizar los costos de generación.

La crisis demostró que los criterios de eficiencia económica no bastan para asegurar un funcionamiento eficaz del sistema energético. Demostró asimismo que los mecanismos de mercado tampoco asignan adecuadamente los recursos cuando existen desequilibrios excesivos entre las fuerzas de la demanda y de la oferta en situaciones de competencia imperfecta y no se cuenta con la regulación adecuada. La institucionalidad normativa en vigor —establecida a comienzos de los años ochenta con el propósito de maximizar la rentabilidad de empresas estatales que se privatizarían más tarde— no permitió resolver adecuadamente los conflictos entre las empresas, la ocultación de información a la autoridad, la transgresión sistemática de disposiciones normativas elementales y la indefensión de los usuarios. La principal enseñanza que pudo extraerse de la crisis es la necesidad de complementar los criterios de eficiencia económica con una visión de proyecto país capaz de asegurar la estabilidad del suministro, los derechos de los usuarios, la transparencia de los mercados, el acceso a la información y un sistema de incentivos y sanciones que se relacionen con el cumplimiento y las transgresiones a las normas dispuestas para el funcionamiento competitivo de esta actividad.

Desde esta perspectiva, la argumentación empresarial referida a las señales presuntamente mal emitidas por la autoridad en materia de inversión, sobre la base de la disminución del precio de nudo, resultó de validez cuestionable. Los problemas detectados en el funcionamiento de la industria eléctrica chilena no se relacionan con la capacidad de potencia del sistema, sino con las dificultades de generación energética; en consecuencia, no es correcto argumentar que la crisis se relacione con el ritmo de la inversión en el curso de los últimos años, más aún si los montos de capital que las principales empresas del sector han estado invirtiendo son cuantiosos. Asimismo, tampoco es válido el argumento que cuestionó la disminución del margen de reserva teórica del sistema para los efectos del cálculo del precio de nudo por su incidencia eventual sobre la seguridad del sistema, en la medida que ésta depende de la reserva de giro, medida en unidades de potencia, y no del margen de reserva teórica, como se sostuvo.

Por cierto, el término de la sequía no ha resuelto los problemas estructurales de la industria energética chilena, aun cuando haya posibilitado superar la situación de emergencia vivida entre noviembre de 1998 y julio del año en curso. Es tarea de la autoridad avanzar en esa dirección apuntando a objetivos de largo plazo.

En tal sentido, se propone un nuevo diseño de la estrategia del desarrollo energético para el Chile del siglo XXI, que sea capaz de profundizar la diversificación de las fuentes de generación ya iniciada al propiciarse la instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural. En consecuencia, deben activarse aquellas iniciativas orientadas a establecer marcos legales adecuados para el desarrollo de nuevas fuentes de generación y modificarse aquellos que institucionalizan “barreras de entrada” al ingreso de nuevas empresas a la actividad energética. Especial preocupación debe ser el perfeccionamiento de la Ley Eléctrica, la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Gas y la Ley del Código de Aguas, todas pendientes hasta ahora. Asimismo debe impulsarse la promulgación de una Ley de Geotermia y otra de Eficiencia Energética, dos áreas hasta ahora postergadas en la modernización del sector.

La generación eléctrica se ha desarrollado en la última década como una industria oligopólica de competencia altamente imperfecta, integrada verticalmente con actividades de transmisión y distribución a través de las principales empresas de la actividad, normada en su conjunto por un marco legal concebido para otras circunstancias y que nunca contempló los derechos de los usuarios en tanto consumidores. El perfeccionamiento del marco normativo no sólo debe incluirlos en la búsqueda de su concordancia con el marco legal que regula otros actos de consumo, sino, además, debe establecer los mecanismos a través de los cuales el ejercicio de tales derechos se materializa.

En este sentido, debe ser un objetivo principal de la autoridad lograr el perfeccionamiento de los mecanismos de mercado de la actividad energética, lo que significa corregir las graves distorsiones que éste presenta actualmente en materia de asimetría de información y prácticas reñidas con la competencia que derivan de la estructura de mercado de la industria energética chilena. En consecuencia, debe ser tarea del gobierno lograr una mayor transparencia de los mercados y garantizar prácticas de competencia efectiva a los agentes económicos que en éstos participen.

Para tal efecto se requieren modificaciones institucionales y normativas sustantivas, destinadas a proporcionar al Estado de una capacidad regulatoria y fiscalizadora efectiva de las actividades emprendidas en el sector, la que debe ejercerse con el propósito de garantizar al país una generación, transmisión y distribución energética segura y eficaz, del menor costo posible y extendida a todos los ámbitos de la ciudadanía y del país, en ese orden de prioridad.

En la búsqueda de una mayor transparencia respecto del acceso a la información y del perfeccionamiento de los mecanismos de mercado, se propicia la participación de las empresas distribuidoras, de los clientes libres, de los usuarios y del Estado, además de las empresas generadoras, en las instancias de coordinación del sistema energético, el CDEC, como ocurre en otros países de la región que también han privatizado sus empresas eléctricas. Asimismo, en virtud de la transparencia, los contratos entre las empresas generadoras y sus clientes deben ser públicos. La ocultación y/o falsificación de información deberá sancionarse ejemplarmente cuando ello signifique la emisión de señales de mercado falsas que distorsionan los mecanismos de mercado. Esta regulación deberá ejercerse tanto sobre los agentes de oferta como de demanda de energía con el propósito de obtener una mayor eficiencia del consumo y de la actividad económica global.

Otros criterios de política que es necesario adoptar en la redefinición de la política energética que en Chile se debe aplicar se relacionan con la definición de instrumentos que hagan factible la aplicación de políticas de uso eficiente, energías renovables y desarrollo energético sustentable.

Junto con dotar al país de un marco legal e institucional adecuado a las características que exhibe el desarrollo de la industria energética en el país, la autoridad debe preocuparse de fortalecer orgánicamente las entidades del Estado encargadas tanto de definir y ejecutar las políticas energéticas, como de regular y fiscalizar las actividades del sector. El perfeccionamiento de las políticas de promoción de competencia y del marco regulador requiere entidades que estén en condiciones reales de aplicar las políticas orientadas a alcanzar los objetivos institucionales y de política que correspondan. Las tareas a emprender estarían orientadas a alcanzar los objetivos de asegurar el abastecimiento, promover la competencia, promover el uso eficiente de la energía, conciliar el desarrollo energético y medio ambiente, promover la integración energética con países vecinos y contribuir al desarrollo con equidad.

En este sentido se propone fortalecer el ente fiscalizador, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el regulador de energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE), por la vía de mejorar la dotación de recursos humanos, de infraestructura y financieros. En términos del marco institucional de la actividad energética, debe mantenerse la estructura actual de división orgánica de las tareas que se relacionan con la definición y ejecución de políticas energéticas, regulación de los mercados energéticos y fiscalización de las actividades emprendidas por los agentes económicos que operan en los mercados energéticos. Tales tareas principales deberán ser emprendidas por organismos distintos, pero vinculados en una Subsecretaría de Energía que dependería del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

II. Antecedentes de la crisis

A. Problemas técnicos de centrales de ciclo combinado

De acuerdo con lo informado por las autoridades de gobierno, el Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) y las mayores empresas generadoras del país, la interrupción del suministro eléctrico en la zona central y sur del país que se produjo el 11 de noviembre de 1998 tuvo entre sus causas inmediatas la falla de la Central San Isidro, unidad de ciclo combinado a gas de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA).

Este hecho, que puso en cuestión la imagen de una industria de las más dinámicas y eficientes de la economía de Chile, retrotrajo al conjunto de actores económicos, sociales y políticos al terreno de la gran vulnerabilidad en el que venía desempeñándose la actividad de generación eléctrica. Esta vulnerabilidad derivó del hecho de haberse privilegiado más de lo prudente la instalación de centrales hidroeléctricas en función de su menor costo de generación, lo que implicó que la generación de electricidad se concentrara especialmente en la producción hídrica¹. De este modo se descuidó la necesaria

¹ María Isabel González —en ese entonces, Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía—, en su declaración ante la Comisión investigadora de la Cámara de Diputados, definió al sistema eléctrico chileno como económico. De acuerdo con su explicación, esto quiere decir que en el caso de la zona central el SIC se ha desarrollado fundamentalmente como sistema hidroeléctrico. De este modo, “lo natural era desarrollar la electricidad con algunas centrales de carbón para darle estabilidad al sistema, en atención a que todas las centrales hidroeléctricas están en el sur y había que construir centrales térmicas en el norte por razones de seguridad” (Cámara de Diputados, 1999).

diversificación de las fuentes de generación que debe tener todo sistema eléctrico y la existencia de un respaldo adecuado durante los períodos en que se dificultara la generación hidroeléctrica por factores de orden climático. Esta vulnerabilidad quedó al descubierto en toda su magnitud en el marco de la extrema sequía que afectó al país desde 1998, al parecer, mayor a la de 1968, el año más seco del siglo, al no poder contar las empresas hidroeléctricas con el respaldo suficiente de generación térmica para cubrir el déficit.

En 1995, con el desarrollo de la industria de gas natural en Chile, surgió la posibilidad de diversificar las fuentes de energía del parque generador del sistema eléctrico, lo que significó que se impulsara la instalación de centrales generadoras de ciclo combinado a gas natural, las que iniciaron su funcionamiento a fines de 1998 con el propósito de cubrir la brecha entre la oferta de energía disponible y la demanda en constante ascenso. No obstante, María Isabel González dejó constancia ante la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados que Chile había desperdiciado la posibilidad de desarrollo geotérmico antes de ser factible la instalación de las centrales de ciclo combinado a gas natural debido a la carencia del marco legal adecuado. Esta carencia habría hecho desistir a no menos de 10 empresas estadounidenses interesadas en desarrollar esta fuente alternativa de energía. En dicha oportunidad, González explicó que la energía geotérmica tiene costos de generación de alrededor de 4 centavos de dólar por kilovatio/hora (kWh) generado e impacto ambiental mínimo, lo que la transforma en una alternativa muy atractiva respecto a centrales térmicas de carbón o de petróleo para aumentar las reservas del sistema, algunas de las cuales tienen costos de generación más altos, mayor impacto sobre el medio ambiente y fuerte dependencia del comportamiento del precio internacional de ambos insumos (Cámara de Diputados, 1999).

A pesar del carácter imprevisto de la interrupción del suministro eléctrico a la zona central y sur del país, el SIC venía dando señales muy claras durante las semanas previas acerca de las dificultades que las empresas del sector estaban sorteando para mantener la continuidad del suministro de electricidad. Durante la primera semana de noviembre, en la prensa se informó sobre las fallas que estaban afectando a la Central San Isidro desde el 31 de octubre, las que tenían su origen en defectos de su construcción (véase recuadro 1). Esta central debió paralizar su funcionamiento el sábado 31 de octubre, un día después de haber sido inaugurada, luego que se le reventara uno de los tubos de su caldera, a pesar de que todavía restaban las últimas pruebas que debía realizar la empresa contratista, Mitsubishi, para proceder a la recepción definitiva.

De acuerdo con los antecedentes publicados, los primeros problemas de la Central San Isidro se suscitaron el jueves 29 de octubre en la noche, al fallar la planta de agua para la caldera a vapor, por lo que tuvieron que conseguir agua con la Central Nehuenco de la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., la que también se encontraba en período de prueba. Esto significó que la Central San Isidro debió funcionar como una generadora de ciclo simple durante la ceremonia de inauguración. El sábado 31 de octubre se rompió la soldadura de un tubo de la caldera, informándose que esta central no podría generar electricidad haciendo uso de la tecnología del ciclo combinado durante algunos días, mientras se reparaba la tubería dañada, previéndose que el 5 de noviembre aquello estaría subsanado. Sin embargo, esto no ocurrió luego que por error fuera soldado un tubo equivocado de la caldera en vez de aquél que se había reventado. Por tal motivo, esta central continuó aportando sólo dos tercios (220 mW) de su capacidad total (370 mW).

Por otra parte, la Central San Isidro sufrió un retraso de un mes en su puesta en marcha si se consideran los anuncios que se hicieron en noviembre de 1997, cuando se decía que la central de ciclo combinado a gas que instalaba ENDESA entraría en ciclo abierto el 1° de octubre de 1998. De este modo, en el caso de ENDESA, a los problemas de funcionamiento de la planta San Isidro se sumó el retraso de meses de la puesta en marcha de otra central, Punta Patache, a carbón, en el norte, programada inicialmente para mayo de 1998.

Recuadro 1

HISTORIA DE UN RACIONAMIENTO ANUNCIADO (1999)

7 de julio:	Falta de lluvias amenaza con desabastecimiento eléctrico para fin del mes. ENDESA aseguró contar con recursos suficientes para abastecer el sistema incluso en condiciones de sequía extrema, y culpó a sus competidoras GENER y Colbún de demorar la puesta en servicio de sus centrales de ciclo combinado a gas natural.
Mediados de julio:	ENDESA comunicó a la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) del Ministerio de Obras Públicas, que Chile se encontraba <i>ad portas</i> de una falla eléctrica y, por tanto, del primer racionamiento de la década de los años noventa. Para evitar el racionamiento, ENDESA pidió a la DOH que le entregara anticipadamente 500 millones de metros cúbicos de agua del Lago Laja y de la Laguna del Maule.
19 de julio:	La CNE se manifiesta disconforme con la respuesta suministradas por las empresas generadoras respecto a la situación creada por la sequía. Las críticas del organismo gubernamental apuntaron principalmente a la falta de acuerdo entre las compañías para abordar conjuntamente el problema.
30 de julio:	El Gobierno afirmó que situación de sequía no amerita racionamientos eléctricos aún. La titular de la CNE afirmó, sin embargo, que las empresas generadoras deben echar a andar todo el parque de centrales térmicas del sistema, “asumiendo los costos que sean necesarios”.
5 de agosto:	Otorgan a ENDESA el agua adicional solicitada para mantener la generación hidroeléctrica en los niveles convenidos.
6 de septiembre:	El Gobierno prepara el decreto, el que no se firma porque llueve. Las empresas generadoras vuelven a garantizar la pronta entrada en operaciones de las centrales Nehuenco de Colbún y San Isidro, de ENDESA, las que deberían evitar el racionamiento inducido por la sequía. La CNE aún no prevé una situación deficitaria de energía para 1998.
24 de septiembre:	Algunos ejecutivos de las empresas generadoras advierten que la fijación de precios de nudo no está dando cuenta de escasez de agua y preparan indicaciones a informe preliminar. La autoridad supone que todas las centrales a ciclo combinado estarán funcionando a partir del siguiente mes.
4 de noviembre:	Se anuncia que la central San Isidro está con problemas.
5 de noviembre:	La central Ventanas 2 de GENER es retirada del sistema para tareas de mantención.

Fuente: Lissete Araos, “Fuerzas discrepancias entre generadores por responsabilidad en el déficit eléctrico”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, (1998).

A las fallas producidas en la Central San Isidro se agregaron los atrasos reiterados de la puesta en funciones de la Central Nehuenco, la unidad de ciclo combinado a gas que estaba instalando Colbún. La incorporación de esta central al sistema, que estaba fijada para el 1º de agosto, se había nuevamente postergado para el 15 de noviembre una vez que fueran reparadas las deficiencias detectadas en la cámara de combustión. Después de eso tendría una semana de nuevos controles que la obligarían a operar en forma irregular, para partir el 21 de noviembre con la fase de “disponibilidad completa”, que implica trabajar a plena carga las 24 horas por treinta días consecutivos. Este es el último test que debía sortear esta central de ciclo combinado antes de su entrega definitiva a Colbún.

La instalación de la central de ciclo combinado Nueva Renca de GENER S.A., tampoco escapó al influjo de los atrasos en su incorporación definitiva al sistema. De acuerdo con la exposición de María Isabel González ante la Comisión Investigadora, Nueva Renca experimentó un atraso de cuatro meses, lo que contribuyó a que se distorsionara aún más la información sobre la capacidad de generación disponible en el corto plazo (Cámara de Diputados, 1999). Con ello se reitera, por otra parte, el cumplimiento poco eficiente de los contratos de fabricación de instalaciones “llave en mano” que ha caracterizado a la instalación de centrales de ciclo combinado de gas natural por parte de contratistas internacionales, lo que coloca en tela de juicio a uno de los mecanismos de inversión extranjera “cuasi-directa” más atractivos de los desarrollados en los años ochenta por la transferencia tecnológica que involucra para el país receptor.

A los atrasos y dificultades reseñadas, se agregó el hecho de que el 5 de noviembre dejó de despachar la central a carbón Ventanas 2, de GENER, luego de posponer desde el 20 de octubre pasado un mantenimiento por veinte días. Esta postergación obedecía a la espera que se había hecho de la entrega de la Central Nehuenco por parte de Siemens S.A., la empresa contratista, según declaró el ministro Landerretche ante la Comisión Investigadora (Cámara de Diputados, 1999). El aporte de la Central Ventanas 2 al SIC es el equivalente a 200 mW.

De esta manera, durante la primera semana de noviembre, las empresas generadoras debieron nuevamente hacer uso de las escasas reservas de agua de los embalses para hacer frente a la disminución del aporte de las centrales de ciclo combinado a gas que se estaban incorporando al SIC, lo que implicó que con ello aumentara fuertemente la vulnerabilidad del sistema.

La salida parcial de San Isidro aumentó entre los agentes económicos y en las autoridades del sector la interrogante sobre cómo continuarían funcionando las tres centrales a gas natural que se estaban incorporando al sistema: Nueva Renca de GENER, San Isidro de ENDESA y Nehuenco de Colbún, interrogantes que se incrementaron luego de las fallas producidas en la Central Nehuenco. En especial, la preocupación principal ha girado en torno a la incidencia que tiene cada central de ciclo combinado sobre la seguridad del sistema y el margen de respaldo teórico que éste debería tener de acuerdo a su escala de generación y al nivel de participación de estas centrales en la generación eléctrica del sistema en su conjunto. De hecho, se estima que la participación esperada de una central de ciclo combinado a gas en la energía generada en el SIC, a plena capacidad, es equivalente al 10% del sistema, debido a lo cual su respaldo implica el aporte de varias centrales térmicas de menor tamaño. Este mismo hecho determina que la incorporación reciente de varias centrales de ciclo combinado requiera ampliar el margen de reserva teórico del sistema en la medida que una falla en alguna de las centrales recientemente incorporadas requiere un mayor respaldo respecto a que si la falla ocurre en una central de menor tamaño.

B. La disminución de las reservas de agua

Otro de los antecedentes claves para el análisis de la crisis eléctrica de noviembre lo constituye la disminución de las reservas de agua del Lago Laja, luego de transferirse 200 millones de metros cúbicos de agua a ENDESA a mediados de 1998 por decisión de la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH). En lo medular, se trató de una entrega anticipada de recursos hídricos a los que ENDESA tiene derecho de acceso conforme a un convenio suscrito en 1959 entre esa empresa y el Ministerio de Obras Públicas (MOP). Esta transferencia fue interpretada como una disminución de las reservas de agua del SIC para hacer frente a emergencias como la producida en noviembre de 1998, razón por la cual su conservación habría permitido evitar el racionamiento de fines de año.

El análisis de la transferencia que dio lugar a esta disminución de reservas hídricas del sistema permite constatar uno de los tantos importantes vacíos que contiene el marco legal que norma las actividades eléctricas y relacionadas con éstas, especialmente en relación con el mercado del agua.²

De acuerdo con lo explicado por María Isabel González ante la Comisión Investigadora, la CNE pidió en abril de 1997 a el CDEC, que modificara el modelo de despacho que le asigna valor al agua. La petición de la CNE se sustentó en la carencia de un modelo matemático para calcular el valor del agua, lo que incidiría en la calidad de la coordinación del CDEC para administrar los recursos hídricos del sistema y el despacho de la energía de acuerdo a su costo de generación.

La resolución de divergencia dictada por el Ministerio de Economía para tal efecto fue objetada por ENDESA, la que presentó un recurso de protección en contra del titular de esa cartera, a quien se le acusó de excederse en las materias sobre las que se le había pedido que resolviera. Este recurso fue fallado por la Corte Suprema en contra de ENDESA y a favor del Ministerio de Economía en septiembre de 1998. Ante la imposibilidad de que el CDEC cambiara el modelo de despacho antes del fallo y la necesidad de corregir esta anomalía en el contexto de una sequía que se profundizaba notablemente, las autoridades de la CNE solicitaron a ENDESA que elaborara una propuesta de modificación del modelo de despacho, la que esta empresa comprometió entregar en julio de 1998, compromiso que no cumplió. En la opinión de la ex secretaria ejecutiva de la CNE, si se hubiese dispuesto de esa modificación durante ese período, las aguas se habrían administrado de modo más prudente, permitiendo un mejor control de los problemas que se relacionan con el uso de las reservas de agua por parte del CDEC (Cámara de Diputados, 1999).

En julio de 1998 ENDESA comunicó a la DOH que Chile se encontraba *ad portas* de una falla eléctrica y, por tanto, del primer racionamiento de los años noventa. Para evitar el racionamiento, ENDESA pidió a la DOH que le entregara anticipadamente 500 millones de metros cúbicos de agua del Lago Laja y de la Laguna del Maule. Para que ello fuera posible debían modificarse dos convenios suscritos entre ENDESA, el MOP y la DOH: uno respecto del uso del agua de la Laguna del Maule, de 1947, y otro relativo al Lago Laja, de 1958 (Aravena, 1999).³

De acuerdo con versiones periódicas, la DOH habría consultado a la CNE sobre la posibilidad real de producirse una falla en el SIC debido a la menor disponibilidad de recursos hídricos por parte de ENDESA. Luego de estudiar los antecedentes la CNE aprobó el diagnóstico, aunque recomendó entregar sólo 150 millones de metros cúbicos del Maule y 200 millones de metros cúbicos de agua del Lago Laja (Cámara de Diputados, 1999). Al respecto, en su declaración ante la Comisión Investigadora, María Isabel González agregó dos importantes antecedentes: primero, que cuando ENDESA solicitó que se le adelantara la entrega del agua, la DOH, junto con pedir la opinión a la CNE, demandó también un informe de evaluación de la situación a el CDEC, organismo que debe estudiar la solicitud desde la perspectiva de la seguridad del sistema en el largo plazo. Este organismo, según lo expresado por María Isabel González, accedió parcialmente a la solicitud de ENDESA, condicionada a que esta empresa extrajera una cantidad máxima de 100 millones de metros cúbicos en julio y otra similar en agosto, sobre la base de la poca certeza que se disponía respecto a la ocurrencia de lluvias durante agosto y la necesidad de tomar las precauciones del caso.

² Para un análisis exhaustivo del marco legal regulador del mercado del agua, específicamente el Código de Aguas, y de las características del funcionamiento de este mercado, puede consultarse a Dourojeanni y Jouravlev (1999).

³ La Laguna del Maule tiene una capacidad máxima de mil 500 millones de metros cúbicos. ENDESA, según el convenio de 1947, puede sacar el agua que requiera siempre que su disponibilidad sea superior a los 670 millones de metros cúbicos. Cuando esta disponibilidad se encuentra entre 170 y 670 millones de metros cúbicos, ENDESA sólo puede extraer el agua equivalente a los afluentes que llegan. Y si el nivel de agua es inferior a 170 millones, ENDESA no puede sacar agua porque debe ser destinada exclusivamente a riego. En julio de 1998, la Laguna del Maule y el Lago Laja tenían una disponibilidad intermedia, por lo que ENDESA sólo podía sacar lo que llegara por afluentes. Según ENDESA, esa agua no alcanzaba para generar la energía requerida; por ello es que solicitaban a la DOH la entrega de 500 millones de metros cúbicos en forma anticipada.

El segundo antecedente es la oposición de ENDESA a la recomendación del CDEC y de la CNE en cuanto a que la DOH debía fraccionar la entrega del agua pedida. Los ejecutivos de esta empresa sostuvieron que, de acuerdo al convenio suscrito en 1947 con el MOP, los 500 millones de metros cúbicos de agua que solicitaban era la cantidad que correspondía porque las mediciones hechas en 1997 habían demostrado que la cota del Lago Laja no era de 1306 metros —como se pensaba hasta entonces— sino de 1 304 metros. Esto significaba que estos dos metros lineales de agua eran de su exclusivo uso y podían usarlo sin la restricción de 47 metros cúbicos por segundo, como establece el convenio cuando se está en la franja intermedia.⁴

No obstante, los criterios técnicos que predominaron en la recomendación de la CNE fueron evitar que ENDESA sustituyera generación térmica de terceros por generación hidroeléctrica producida sobre la base de los recursos hídricos que se le adelantaban, impidiendo con ello distorsiones adicionales en el mercado eléctrico. En la opinión de María Isabel González, la entrega fraccionada de los 200 millones de metros cúbicos que recomendó la CNE aseguraba que el parque de generación térmica continuara funcionando en plenitud, lo que no habría ocurrido si se accedía a la solicitud de ENDESA, a la vez que se cubría el déficit energético que se había proyectado para los meses de julio y agosto de 1998 (Cámara de Diputados, 1999).

La cantidad de agua entregada a ENDESA fue considerada exagerada por algunos de los diputados de la Comisión Investigadora, los que estimaron que era 10 veces superior a la que se necesitaba en ese momento para evitar el posible racionamiento de invierno. En su opinión, esta situación dejaría en evidencia que una parte importante del agua transferida a ENDESA se desperdició (Aravena, 1999). Una consideración similar hizo la ex-secretaria ejecutiva de la CNE al comentar la decisión del CDEC y preguntarse por qué el organismo coordinador privado del sistema no entregó el agua justa para cubrir el déficit previsto. Además, María Isabel González se preguntó acerca de los criterios tenidos en cuenta por el CDEC para definir la cantidad de agua que finalmente se le entregaría a ENDESA (Cámara de Diputados, 1999).

Ciertamente, las preguntas de María Isabel González planteadas ante la Comisión Investigadora ponen de relieve la debilidad de la facultad de fiscalización de los organismos públicos inherente a cualquier sistema regulatorio. En este caso específico, ya no sólo se trata de un problema derivado de la falta de transparencia en los flujos de información entre las empresas y de éstas con el CDEC y la CNE, sino, además, de la carencia de instrumentos por parte de la autoridad pública para intervenir en la coordinación de la toma de decisiones del sistema (véase recuadro 2). Esta debilidad quedó demostrada en el hecho que las autoridades entonces responsables de los temas energéticos desconocieran los criterios empleados por el CDEC para definir la cantidad de agua que este órgano privado de autorregulación proporcionó a ENDESA y a sus filiales, a pesar de tener la percepción de que tal cantidad era excesiva, como lo demostraron los hechos posteriores.

El mismo día que se firmó el convenio entre la DOH y ENDESA en los términos descritos más arriba, la empresa generadora comunicó al CDEC que la electricidad generada por la Central El Toro —alimentada directamente de las aguas del Lago Laja— debía ser despachada como una central térmica de costo variable cero. Más tarde, la CNE tomó conocimiento de esta situación y pidió a la SEC que certificara el nivel de generación de esta central ante la eventualidad que estuviera generando más de lo que correspondía. Esta situación demoró en ser corregida, lo que debió hacerse conforme a la reglamentación del CDEC. Según este sistema normativo, el cambio de la modelación de la central debe ser pedido por una de las empresas integrantes del CDEC, las que deben concordar una propuesta determinada (Cámara de Diputados, 1999).

⁴ “Si el fondo del lago no está en la cota 1 306.4 como se creía hasta 1997, sino que en la 1 304, significa que el colchón de 500 millones de metros cúbicos está más abajo que la cota 1 316.9. Por lo tanto, todo lo que está arriba es de uso exclusivo de energía. Esto es beneficioso para ENDESA, para el sector eléctrico y para los consumidores, porque al haber más disponibilidad en el Lago

Recuadro 2

EL CÓDIGO DE AGUAS DE CHILE: ENTRE LA IDEOLOGÍA Y LA REALIDAD

Al compararse el contenido del Código de Aguas con las recomendaciones de las principales conferencias internacionales sobre el agua, se puede apreciar que incorpora algunas de ellas, presentando importantes avances, pero que también adolece de no menos importantes vacíos y limitaciones. Una de las principales ventajas consiste en el papel institucional que desempeña la Dirección General de Aguas (DGA) del Ministerio de Obras Públicas, al concentrar en una sola entidad (no sectorial e independiente de los sectores usuarios) la constitución de los derechos de agua, la planificación y el control de su uso, aunque el Gobierno no cuenta todavía con la información necesaria para la elaboración de políticas de agua, en especial sobre el comportamiento de la oferta y demanda del recurso a mediano y largo plazo, en parte porque los derechos de aguas no están adecuadamente regularizados y registrados.

Una de las limitaciones principales del sistema de gestión de los recursos hídricos instituido en el Código de Aguas la constituye el hecho de que la gestión del agua no está integrada y las responsabilidades de asignación y gestión del recurso se separan en una manera que no corresponden a sus características físicas y su uso óptimo. Esta situación dificulta enfrentar eficazmente los problemas derivados de la creciente competencia por el agua y de su nivel de contaminación.

Aunque las aguas de superficie y subterráneas pertenecen habitualmente a un sistema hidrogeológico integrado, las dos se administran separadamente, constatándose serias deficiencias y vacíos en las normas de gestión de las aguas subterráneas. En muchos ríos, los recursos hídricos se administran a nivel de secciones o tramos y no a nivel de cuencas, lo que dificulta la ejecución de medidas que afectan al sistema hídrico en su conjunto debido a su naturaleza. El recurso sigue siendo utilizado casi exclusivamente para fines sectoriales: la mayoría de los proyectos de inversión en obras hidráulicas es ejecutada por entidades sectoriales privadas y públicas orientadas al riego, generación eléctrica, abastecimiento de agua potable y saneamiento, entre otros propósitos, sin establecer mecanismos de coordinación entre ellos.

Por otra parte, el sistema de derechos de agua instituido en el Código de Aguas está fuertemente inclinado hacia la protección de los derechos de propiedad sobre la concesión del uso del agua —que en Chile, por la forma que dicha consignación se asigna se convierte en la práctica en un derecho de propiedad del agua— y en perjuicio de las normas del marco regulador. Esta característica principal del sistema de derechos de agua tiene consecuencias de diversa índole: por una parte, fomenta la especulación y permite el uso de derechos de agua para ejercer un poder de mercado en los mercados de productos y servicios de los que el agua es un insumo, y por otra, impide introducir modificaciones en el Código de Aguas.

Además, aunque el Código de Aguas instituye el mercado del agua, no lo norma adecuadamente de manera de prevenir el manejo de los derechos de agua como un instrumento de competencia económica desleal, de especulación y de acaparamiento, así como la formación de monopolios y el desarrollo de externalidades económicas, ambientales y culturales no deseadas. El mercado es concebido como el principal instrumento que garantiza no sólo el uso eficiente del agua, así como la resolución de conflictos intersectoriales y el logro de otros objetivos de gestión, omitiendo que éste se ha caracterizado principalmente por su inactividad. Finalmente, aunque se estableció el mercado del agua, no se implementaron todos los requisitos institucionales previos y necesarios para que el mercado funcionara adecuadamente.

Fuente: Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev, "El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad", CEPAL, División de Medio Ambiente y Desarrollo, (1999).

Mientras esta situación era corregida, ENDESA desplazó del SIC alrededor de 80 gWh de energía generada térmicamente, obteniendo por esta vía un doble beneficio: venta de electricidad generada a un costo marginal esencialmente bajo en centrales hidroeléctricas y ahorro en el pago del costo de falla que le ocasionaría una situación de racionamiento al no poder aportar una

Laja, redundante en beneficio de las tarifas eléctricas", explicó María Isabel González ante la Comisión Investigadora (Cámara de Diputados, 1999).

cantidad superior a 400 gWh al SIC en energía hidroeléctrica, o bien en el pago de paquetes energéticos a precios del mercado *spot* determinados por el costo marginal de la unidad generadora menos eficiente incorporada al sistema del CDEC. Pero, con independencia de los beneficios extraordinarios que habría obtenido ENDESA sobre la base de la explotación de recursos hídricos que constituyen un bien nacional de uso público, el tema de fondo es que hubo mal uso de las reservas de agua en condiciones de extrema escasez cuando se desplazó del SIC al parque termoeléctrico durante tres o cuatro días, mientras se modificaba la modelación de una de las centrales de ENDESA.

Según algunos analistas, el déficit de generación eléctrica previsto para los meses de julio y agosto de 1998 no necesariamente debió haber sido encarado consumiendo la reserva de agua que le fue entregada de modo anticipado a ENDESA. Esta reserva habría servido para evitar el racionamiento que el país experimentó en noviembre de 1998 si las medidas adoptadas se hubieran orientado a presionar a ENDESA para comprar en el mercado *spot* los paquetes energéticos constitutivos de su déficit a las empresas de generación térmica.

En definitiva, lo que se cuestiona es que las autoridades de la CNE y del CDEC habrían hecho caso omiso al hecho de que a principios de julio de 1998 existía en el país capacidad para generar electricidad a partir de fuentes térmicas, la que a su vez supliría la energía de origen hídrico que le era imposible producir a ENDESA. A pesar de ello, se optó por entregarle agua a esta última empresa, con lo cual se habría distorsionado el mercado eléctrico al dejar de generar alrededor de 100 millones de gWh de fuentes térmicas, que habrían alcanzado para paliar el racionamiento que según ENDESA, el CDEC y la CNE se venía encima. Al mismo tiempo se dejó de tener en reserva los 200 millones de metros cúbicos de agua que habrían servido para evitar el racionamiento que posteriormente se produjo en noviembre (Aravena, 1999).

Sin embargo, los antecedentes que disponía el MOP proporcionados por la CNE y por el CDEC, sobre la base de la información que las empresas le entregan a este último, indicaban que si no se flexibilizaban los contratos con ENDESA “sería necesario un racionamiento eléctrico en pleno invierno, con las consecuencias que esto significa cuando el uso de la energía eléctrica es más intenso, y que, en la medida que se desplazaba hacia la época de primavera o verano, sus efectos serían menores”, según explicó el Ministro de Obras Públicas a la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados (Cámara de Diputados, 1999).

A la vista del inmediato desplazamiento de generación térmica desde el primer día en que se acuerda adelantar la entrega de reservas hídricas a ENDESA está claro que la información que dispuso la autoridad pública, tanto la CNE como el MOP, no fue fidedigna. Por tanto, el verdadero problema radica en la posibilidad real que tienen las autoridades nacionales de verificar los antecedentes proporcionados por entidades privadas, tales como el CDEC o de modo directo por las empresas, en el contexto de un sistema que fue concebido para funcionar sobre la base de la autorregulación de las empresas del sector y el principio de la buena fe. Tal posibilidad, claramente insuficiente a la luz de los hechos, resulta además, disminuida por las normas de procedimiento en vigor, de tal modo que los problemas que la autoridad pública detecta no pueden ser resueltos inmediatamente.

El efecto concreto de la situación planteada fue, en todo caso, el mal uso de reservas de agua durante el período en que ENDESA desplazó generación térmica del SIC. La condición de entrega de nuevos recursos hídricos que se estableció ante una nueva solicitud de ENDESA meses más tarde, en términos que ésta era admisible sólo si el parque termogenerador estaba trabajando a plena capacidad, es una señal que expresa que la lección fue aprendida, al menos parcialmente, puesto que la calidad de la información que se proporciona a la autoridad pública es todavía un problema por resolver.

III. El desempeño de los actores durante la crisis eléctrica

En este capítulo se analiza el comportamiento de los actores económicos y políticos que exhibieron un mayor protagonismo en el desarrollo de la crisis energética durante el período comprendido entre noviembre de 1998 —inmediatamente después de producirse el primer corte de suministro de electricidad— y abril de 1999, cuando se advirtió que las fallas del sistema eléctrico chileno en la zona central del país habían adquirido un carácter más estructural que coyuntural.

El mayor protagonismo de los actores económicos y políticos involucrados en los acontecimientos significó la mayoría de las veces que las apreciaciones sobre la gestación, el desencadenamiento y el desarrollo de la crisis eléctrica se articularan en un análisis de la cuota de responsabilidad de los actores que socialmente son identificados como gestores directos del negocio eléctrico en Chile y responsables de su regulación conforme al bien común y a los intereses del país, es decir, las empresas eléctricas y los organismos técnicos del gobierno que determinan la institucionalidad normativa del sector, respectivamente.

En este análisis de la responsabilidad de cada actor se ha procurado establecer de qué manera sus declaraciones, no exentas de reproches y acusaciones sobre la conducta de los demás actores, dejan entrever los elementos claves que explican su conducta durante la crisis, especialmente en relación con la búsqueda de caminos de solución. Para ello fue clave establecer el diagnóstico que cada actor hizo de la situación y determinar por esta vía los puntos de consenso y disenso que se configuraron en la interacción de los actores que participaron en la evolución de la crisis eléctrica.

La identificación de los conflictos y de su evolución posterior, así como de las formas en que se construyen los acuerdos sobre criterios de acción que los actores suscriben para su conducta futura, deja al descubierto los intereses reales que motivan su comportamiento, más allá de la retórica discursiva presente en sus declaraciones. Al respecto, se asumió que la mayoría de los actores transparentaron con claridad sus motivos de acción, aunque esto implique que no siempre las declaraciones emitidas señalaron necesariamente la conducta a seguir por cada actor.

Sobre la base de la identificación de los puntos de consenso y de disenso a los que confluyen los actores en el marco de la crisis, y de la determinación de los intereses que orientan su conducta, fue posible interpretar y analizar el conjunto de acciones emprendidas en relación con la contingencia. Del mismo modo, fue posible interpretar y analizar las respuestas que los actores ofrecieron a la crisis eléctrica en una perspectiva de más largo plazo.

La interpretación de la crisis eléctrica por parte de los actores involucrados, la identificación de los principales conflictos que se desarrollaron, la administración de la contingencia y las respuestas de cada actor a la crisis constituyen los principales aspectos tratados en este capítulo.

A. La interpretación de la crisis por los actores involucrados

La determinación de los principales actores económicos, sociales y políticos involucrados a considerarse en el análisis se hizo sobre la base de su capacidad de incidir en los acontecimientos desencadenados por la crisis, tanto en lo que se refiere a la adopción de medidas destinadas a enfrentar los cortes de suministro como en la generación de opinión pública que condiciona la conducta de los actores del conflicto. De acuerdo con ello, se optó por analizar la interpretación de la crisis hecha por las autoridades pertinentes del Gobierno, las empresas generadoras (hidroeléctricas y térmicas), las empresas distribuidoras, los gremios empresariales y los colegios profesionales.

1. El gobierno

La interpretación de la crisis eléctrica por parte del gobierno chileno se articuló en torno a tres lineamientos principales. Estos se relacionan con los factores que desencadenaron de manera directa el racionamiento eléctrico, las limitaciones por parte de la autoridad para ejercer una fiscalización adecuada sobre el desempeño de empresas de servicio público de propiedad privada y las estrategias seguidas por las empresas hidroeléctricas en el período previo al racionamiento.

Según lo expuesto por María Isabel González ante la Comisión Investigadora, el SIC habría dispuesto de casi dos veces la energía que debió racionarse en noviembre de 1998, con independencia de la dimensión alcanzada por la sequía producida en ese año, de haber contado la zona central del país con el aporte energético de las centrales de ciclo combinado en las fechas informadas por las respectivas empresas y con un nivel de afluentes hídricos típico para el mes de noviembre, propiciado por los deshielos cordilleranos. A fines de noviembre, la energía aportada al SIC sumaba 61 gWh en total, con niveles de déficit que variaron entre un gWh y siete gWh dependiendo del día, lo que representaba menos del 10% del consumo total diario del sistema.

Asimismo, la señora González sostuvo que los menores afluentes entre el 9 de noviembre de 1998 (previo al racionamiento eléctrico) y el 25 del mismo mes fueron equivalentes a un déficit de 20 gWh. Esta crítica situación se agravó a raíz de la imprevista caída durante ocho horas de la Central San Isidro, perteneciente a la empresa ENDESA.

En la misma reunión de la Comisión Parlamentaria, María Isabel González señaló, respecto de la Central Nehuenco, que la información proporcionada a la CNE por Colbún, dueña de esa central, siempre fue errática. Hasta el 11 de noviembre (fecha en que se registró la primera caída

del sistema) se esperaba que entrara el 14 del mismo mes, día que luego se modificó para el 21, el 24 y el 30 de noviembre, sucesivamente.

Según la titular de la CNE al momento de desencadenarse la crisis, el jueves 5 de noviembre el CDEC le entregó un informe en que no preveía racionamiento para la semana siguiente. El organismo señala que de acuerdo a sus facultades, no podría haber planteado al Ministro de Economía un decreto en tal sentido, que estaba listo desde septiembre, pero que se postergó a raíz de las precipitaciones registradas entre los días 9 y 10 de ese mes, equivalentes a 200 gWh generables al corto plazo. Este monto es equivalente al 80% de la energía que una central a gas natural genera en un mes operando a plena carga.

En lo que se refiere a las limitaciones de la autoridad para ejercer una adecuada fiscalización sobre las empresas del sector, la señora González señaló que éstas no están obligadas a informar dentro de plazos específicos sus decisiones más relevantes, es decir, aquéllas que pueden tener incidencia en el comportamiento de la industria. En consecuencia, no sólo la autoridad pública está impedida de hacer un seguimiento estricto del comportamiento de las empresas generadoras; además, la entidad autorreguladora del sector —el CDEC— puede verse sorprendido por decisiones anunciadas tardíamente, a pesar de que la empresa causante del problema haya estado en conocimiento del mismo mucho antes. Asimismo, la señora González señaló que la información solicitada a las empresas generadoras por parte de la CNE debía hacerse a través de la SEC, debido a las limitaciones que tenía la CNE sobre esta particular materia. De ello dedujo la señora González que el problema de la mala información es causado principalmente por el mal funcionamiento del CDEC y de las empresas que, por razones comerciales, dan señales contradictorias al proporcionar información, lo que se agrava por las insuficiencias normativas que caracterizan al marco regulador de la actividad.

Por otra parte, la señora González hizo ver que el CDEC, conformado sólo por empresas privadas propietarias de activos de generación y transmisión, es la instancia a la que le corresponde administrar los recursos hídricos con que cuenta el sistema eléctrico y no a la CNE.

Esta interpretación de los hechos desembocados en la crisis eléctrica que realizaron los distintos personeros de Gobierno que expresaron la opinión del poder ejecutivo fue cuestionada por altos directivos de las empresas eléctricas, los que no estuvieron de acuerdo con que se adjudicara la responsabilidad de la crisis energética a las empresas generadoras, de manera generalizada (Guzmán, 1998).

2. Las empresas generadoras

La interpretación de la crisis eléctrica y de los factores que la han desencadenado por parte de las empresas generadoras no fue homogénea debido al fuerte conflicto de intereses entre las empresas que sustentan su capacidad generadora principalmente en centrales hidroeléctricas —que debieron reconocerse como deficitarias al no poder cumplir sus contratos de suministro con las empresas distribuidoras y clientes no regulados— y las que basan su generación en fuentes mayoritariamente térmicas y que no presentaban problemas de déficit ni de incumplimiento de contrato de suministro eléctrico. A pesar de ello, en las declaraciones realizadas por sus principales ejecutivos es posible identificar algunos aspectos comunes que van más allá del impacto de la sequía sobre su capacidad de generación.

El primer argumento que emerge con fuerza en el discurso empresarial del sector es la disminución de la inversión en la actividad de generación eléctrica como consecuencia de la reducción del precio de la energía que han propiciado la CNE y el Ministerio de Economía a partir de 1995.

Conforme a lo sostenido por varios de los ejecutivos del sector, la crisis de abastecimiento eléctrico habría dejado al descubierto los efectos de las medidas adoptadas por la autoridad en

materia tarifaria. De acuerdo con ello, esta industria ha debido operar desde 1995 con una tasa de retorno crecientemente disminuida, situación que habría repercutido en las decisiones de inversión de las generadoras.⁵ En consecuencia, sostienen, cada vez que se fija la tarifa de generación, conocida como precio de nudo, por debajo de las expectativas de las empresas se aumenta el riesgo de no cubrir un cierto nivel de seguridad en el sistema (Araos, 1998a).

La relación teórica entre rentabilidad, eficiencia y seguridad del sistema eléctrico constituye el fundamento no sólo del argumento empresarial referido a la disminución de la inversión en el sector energético, sino, además, del que se refiere al mayor riesgo introducido por la autoridad gubernamental en octubre de 1997 al disminuir el margen de reserva teórica de la potencia de 15% a 6% con el propósito de bajar el precio de nudo, por la vía de rebajar el precio de la potencia, uno de sus componentes. A juicio de las generadoras, esta decisión habría sido también una señal equivocada emitida por el gobierno al disminuir la seguridad del sistema eléctrico.

Por otra parte, algunos directivos empresariales mencionaron como factor que contribuyó a desencadenar la crisis lo que caracterizaron como manejo inadecuado de la contingencia por parte del gobierno. En particular, se criticó que las autoridades de gobierno respectivas hubieran entregado mayores holguras de agua para la generación hídrica, especialmente favorables a ENDESA, lo que implicó que el gobierno soslayara en gran medida el déficit hídrico que se hizo evidente a mediados de 1998. Los recursos hídricos que se gastaron en dicha oportunidad constituían una reserva importante para las actividades de generación si las condiciones climáticas no mejoraban durante el segundo semestre del año.⁶ En ese contexto, lo que correspondía hacer, en su opinión, era dar una señal económica que incentivara a las empresas a aumentar los aportes de generación. En consecuencia, desde el punto de vista empresarial, la decisión correcta habría sido dictar el decreto de racionamiento a mediados de 1998, mediante el cual se estableciera un costo de falla que elevara fuertemente los gastos de las empresas deficitarias (Araos, 1998a).

Junto a esta interpretación de carácter general, cada empresa generadora identificó individualmente otros elementos que contribuyeron a desencadenar el racionamiento del suministro eléctrico. En general estos elementos adicionales se refieren a acciones emprendidas por algunas de las empresas generadoras durante el período previo a la crisis, o bien, están en relación con acciones de empresas privadas vinculadas a alguna de las generadoras. Aunque su tenor no permite hablar de un examen autocrítico de la responsabilidad de las empresas generadoras en el desencadenamiento de la crisis, hace posible sin embargo, un examen desde dentro del mundo empresarial del sector sobre la conducta seguida por cada actor en el escenario previo a la crisis.

Colbún dejó entrever que algunas de las empresas del sistema no habían desarrollado las inversiones que la expansión de la demanda energética requería. Al respecto, directivos de Colbún señalaron que los acontecimientos mostraban por sí solos las responsabilidades de cada empresa generadora al enfrentar tal expansión de la demanda. “Mientras que Colbún ha duplicado su capacidad de generación en 1998, las inversiones en nueva capacidad de generación (turbinas a gas), anunciadas por ENDESA demuestran que su situación deficitaria no es solucionable en el

⁵ Este argumento fue contradicho en diversas oportunidades por autoridades de gobierno. Así, por ejemplo, María Isabel González señaló en su intervención ante la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados que dicho argumento no es sustentable, considerando que en el sistema eléctrico existen 6 000 megavatios instalados para responder a una demanda máxima de 1 300 megavatios, lo que probaría que existe una sobre instalación importante (Cámara de Diputados, 1999). Además, en una entrevista de prensa, la señora González señaló al respecto que no obstante la disminución del precio de nudo en niveles cercanos al 40% respecto del monto cobrado en 1995, las empresas privadas incluso habían anticipado proyectos eléctricos por un total cercano a 500 millones de dólares, como son los casos de San Isidro (ENDESA) y Rucúe (Colbún), proyectados inicialmente en el Plan de Obras de la CNE para el 2001 y el 2002, respectivamente, lo que demostraba que la actividad seguía siendo rentable (González, 1998).

⁶ Consultada al respecto por la Comisión Investigadora designada por la Cámara de Diputados, María Isabel González precisó que mal podría haberle puesto precio de mercado al agua que se le entregó a ENDESA (200 millones de metros cúbicos del Lago Laja entre julio y agosto y 150 millones de metros cúbicos de la Laguna del Maule, a razón de 30 metros cúbicos por segundo) cuando se empezaron a evidenciar problemas de abastecimiento en el corto plazo. En éstos también habría tenido su cuota de responsabilidad el atraso de cuatro meses con que empezó a operar Nueva Renca (de diciembre de 1997 a marzo de 1998).

corto plazo” (Araos, 1998), lo que es altamente indicativo para los directivos de Colbún de la responsabilidad de su competidora ENDESA en la gestación de la crisis. Los ejecutivos de Colbún agregaron que durante 1998 se tomaron contratos de respaldo con otras empresas generadoras como resguardo ante los problemas que derivarían del atraso sufrido por la incorporación de la central de ciclo combinado Nehuenco al SIC, subrayando que cuando esta incorporación se concretara, Colbún pasaría a tener un superávit de energía (Araos, 1998a).

Por otra parte, Colbún comunicó su decisión de traspasar la responsabilidad del retraso de la incorporación de Nehuenco a Siemens, la empresa alemana encargada de la construcción de la central de ciclo combinado que debido a fallas en el diseño no pudo ingresar al sistema en la fecha programada (abril de 1998), acumulando un retraso en su puesta en marcha de siete meses. Fuentes de la compañía generadora señalaron que su objetivo era elevar el monto de las compensaciones económicas establecidas en el contrato con la empresa alemana.

De esta manera, los argumentos empleados por los ejecutivos de Colbún para analizar la responsabilidad de las empresas generadoras aluden al debilitamiento del ritmo de inversiones por parte de ENDESA y al incumplimiento de Siemens en la construcción de Nehuenco. Ambos elementos —no relacionados con la sequía u otros motivos de fuerza mayor— apuntan a temas de fondo sobre la gestión privada de empresas que inciden fuertemente en el suministro de electricidad al resto de los agentes económicos, los que no están del todo presentes en el marco regulador de la actividad eléctrica. Como se explicó en el capítulo anterior, el carácter estrictamente indicativo del programa de inversiones que elabora la CNE no constituye ninguna obligación para las empresas generadoras, las que son absolutamente libres para decidir sobre sus futuras inversiones, lo que puede provocar desequilibrios importantes entre la oferta y la demanda de energía cuando alguna de las empresas disminuye sus inversiones porque el retorno esperado de la misma cae debido a cambios ocurridos en el entorno económico de las decisiones de inversión. Asimismo, la emisión de señales de mercado no ajustadas a la realidad a partir del incumplimiento grave de un contrato de construcción de una planta generadora tampoco está reglamentada, aunque ésta se traduzca en decisiones equivocadas y en fuertes pérdidas económicas.

De lo anterior se infiere la importancia adquirida por las señales de mercado en la seguridad del sistema y en su expansión. El hecho de que no se sancione en la legislación en vigor la emisión de señales de mercado no ajustadas a la realidad o la omisión de cambios producidos en las circunstancias en las que se basa dicha emisión permite a las empresas alterar la información relativa a las condiciones de funcionamiento del sector con el propósito de postergar hasta cuando sea posible la compra de paquetes de energía a terceros a mayor precio que su costo de generación. Esta omisión afecta notoriamente la seguridad del sistema al desincentivar la actividad generadora de los productores menos eficientes, excluidos del sistema de despacho debido a su mayor costo de generación.

Para los directivos de ENDESA, en cambio, el desencadenamiento de la crisis tenía un carácter notoriamente distinto a la interpretación de los ejecutivos de Colbún, aunque coincidieron con éstos en que algunos de los factores que más contribuyeron a provocar el desabastecimiento energético en noviembre de 1998 no son completamente fortuitos. ENDESA manifestó sobre este particular que a la sequía que afectaba a Chile se sumó el retraso y la no entrada en funcionamiento de centrales termoelectricas (Nueva Renca y Nehuenco) que pertenecen a sus competidores más directos. Este retraso habría significado, de acuerdo a lo sostenido por los ejecutivos de ENDESA, un déficit de generación de más de 1 500 gWh. Debido al retardo en el funcionamiento de las termoelectricas se utilizó agua en forma extraordinaria, “lo que se tradujo en un agotamiento de los embalses, ya deprimidos como consecuencia de la sequía anterior”.

Por otra parte, en relación con la crítica que se formula a ENDESA en la industria eléctrica en relación con el debilitamiento de su programa de inversiones los ejecutivos de esta empresa han

sostenido que dicha firma desarrolló desde mediados de 1998 un plan de inversiones orientado a prevenir los efectos de la sequía sobre su capacidad generadora. Este plan habría contemplado la instalación de turbinas generadoras adicionales en San Isidro, el tendido de un tercer circuito de línea en el tramo San Isidro-Polpaico —con el objeto de trasladar excedentes de generación térmica desde el norte del país—, convenios sobre el uso de aguas y la ejecución de una campaña publicitaria de ahorro de energía. Específicamente, los ejecutivos de ENDESA sostuvieron que la empresa redobló sus esfuerzos para adelantar la puesta en servicio de la Central San Isidro, que inicialmente estaba programada para fines de octubre de 1998. Asimismo destacaron que esa central ha contribuido al SIC con más de 300 gWh que no estaban considerados en el sistema.

A su vez, la interpretación de GENER acerca del origen de la crisis difiere de modo radical de las realizadas por los otros grupos de empresas generadoras. En lo medular, GENER responsabiliza a las empresas de generación hídrica del desabastecimiento eléctrico producido en noviembre de 1998. Aunque se acepta que el marco general del problema lo constituye la extrema sequía que afectó al país en 1998, los ejecutivos de GENER señalaron que el factor desencadenante de la crisis lo constituyó la excesiva ambición de los generadores hidráulicos, que apostaron a una hidrología menos seca y se sobrecontrataron (Araos, 1998b).⁷ De acuerdo con ello, esta situación habría puesto al descubierto una conducta poco responsable de parte de las generadoras hidroeléctricas respecto a la estabilidad del sistema en su conjunto

En la interpretación de los ejecutivos de GENER, sin embargo, su preocupación mayor se vinculaba no tanto a la sobrecontratación de compromisos de suministro sino, más bien, a la disposición de las empresas hidroeléctricas para asumir los costos de una decisión errada.⁸ No obstante, esta sobrecontratación se relaciona con dos temas de fondo del problema eléctrico: i) el conjunto de normas que reglamenta las operaciones del CDEC y que permite a algunas empresas la posibilidad de imponer ciertas condiciones de funcionamiento de la industria a partir de una representación de mayoría, y ii) el pago a precio de falla en las transacciones de energía en el mercado *spot* luego de decretarse el racionamiento de la electricidad que deriva de la situación de déficit de las empresas que se sobrecontrataron. Ambos aspectos son especialmente relevantes en las relaciones de conflicto que se desarrollaron entre las empresas generadoras, tanto en el escenario previo a la crisis como después de su desencadenamiento.

3. Las empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras de electricidad no participaron en el debate suscitado por los cortes de energía con la misma intensidad que las empresas generadoras, aunque sí puntualizaron que no pagarían compensaciones a los usuarios afectados por los cortes de luz, ya que las compañías de generación eléctrica eran las causantes del problema. CHILECTRA S.A. fue más específica en su interpretación, señalando que “las empresas deficitarias en sus volúmenes de generación son las que deben responder” (Araos, 1998d), lo que implica responsabilizar a Colbún y a ENDESA de la situación de falla.

Días después, las 31 empresas distribuidoras de electricidad en la zona central y sur del país, constituidas en la Asociación de Empresas de Servicio Público A.G., emitieron una declaración en la que deslindan cualquier responsabilidad en los cortes del suministro eléctrico que han afectado a sus clientes, precisando que no forman parte del CDEC, bajo cuya responsabilidad opera la coordinación de la producción de electricidad en el SIC. Además, advirtieron que las empresas

⁷ En una entrevista publicada en el Diario Financiero, Juan Antonio Guzmán, gerente general de GENER, reconoce que el problema de fondo en el desabastecimiento eléctrico es la severa sequía que vive el país, pero agrega que “quizás faltó tomar algunas medidas, como un mejor uso de las aguas, en virtud de lo cual hay una cuota de responsabilidad de parte de todos” (Araos, 1998c).

⁸ De acuerdo a lo consignado en el artículo de Araos (1998b), el comentario de los ejecutivos de GENER sobre este particular consistió en señalar que: “Ese es el riesgo del negocio, puede resultar muy rentable si hay agua, pero hay que asumir el costo de esa decisión cuando la hidrología les impide dar abasto por falta de inversiones”.

distribuidoras no fueron informadas por las generadoras respecto de la repentina situación de déficit de energía que se hizo pública el 11 de noviembre, lo que impidió a las distribuidoras tomar acciones eficaces y tempranas tendientes a mitigar el impacto de dicho déficit sobre los consumidores (Asociación de Empresas de Servicio Público A.G., 1998).⁹

Por lo anterior, las empresas distribuidoras rechazaron categóricamente que se les hiciera aparecer como responsables de una situación ajena a su voluntad.

Conforme a lo anunciado inicialmente por CHILECTRA, las distribuidoras no sólo negaron cualquier responsabilidad en el desencadenamiento de los hechos, sino, además, exigieron a las empresas generadoras deficitarias el pago de compensaciones para sus clientes regulados, las que tienen un valor equivalente a 54 pesos por cada kWh no suministrado.

Posteriormente, CHILECTRA informó a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que la restricción de energía estimada entre el 11 y el 26 de noviembre, ambas fechas inclusive, ascendió a 22 512 mWh, de los cuales 3 392 mWh corresponden a la menor venta producida entre el 11 y el 13 de noviembre, es decir, antes de la dictación del decreto de racionamiento. Otra de las distribuidoras, Compañía General de Electricidad (CGE), a su vez informó que los cortes tuvieron en esta empresa un efecto de 415.3 y 149.1 millones de pesos por concepto de menores ventas y menores costos de explotación, respectivamente.

4. Los gremios empresariales

La toma de posición de la principal organización empresarial del país, la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC), no se produjo de modo inmediato al desencadenamiento de la crisis. Prudentemente, la máxima dirigencia empresarial guardó silencio dos semanas antes de emitir un pronunciamiento en el que necesariamente debía tomar alguna distancia respecto de las empresas eléctricas en resguardo de los intereses del resto del empresariado.

Finalmente, el comité ejecutivo de la CPC optó por criticar la actuación de las empresas eléctricas en la crisis energética, aunque también incluyó al Gobierno entre los responsables principales. Al respecto señaló que tanto las empresas eléctricas como el Gobierno podrían haber adoptado con anticipación un conjunto de medidas de coordinación para aminorar los efectos que el racionamiento ha producido en la vida de las personas y en la producción del país (Araos, 1998e).

La máxima organización empresarial hizo énfasis en dos aspectos: primero, que sobre la base de los antecedentes que disponían las empresas generadoras y el Gobierno desde mediados de año era predecible el agotamiento de los recursos hídricos que se requerían para la mantención del flujo de producción eléctrica; segundo, que las nuevas centrales basadas en el ciclo combinado requerían un período de ajuste y puesta en marcha antes de alcanzar su plena capacidad (Araos, 1998e). De esta forma, el pronunciamiento de la CPC deslizaba la idea de que la crisis energética era evitable si se hubiesen adoptado con antelación las medidas del caso.

El consejo directivo de la CPC instó en la misma declaración a superar la situación con la mayor celeridad “con el objeto de no afectar la percepción que la comunidad nacional debe tener

⁹ La declaración fue suscrita por las empresas: Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Compañía Eléctrica Río Maipo S.A., Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica CONAFE S.A., Cooperativa Eléctrica de Curicó, Cooperativa Eléctrica de Charrúa, Cooperativa Eléctrica de Chillán, Cooperativa Eléctrica Limarí, Cooperativa Eléctrica de Linares, Cooperativa Eléctrica de Llanquihue, Cooperativa Eléctrica de Osorno, Cooperativa Eléctrica de Paillaco, Cooperativa Eléctrica de Parral, Cooperativa Eléctrica de Río Bueno, Cooperativa Eléctrica de Talca, CHILECTRA S.A., CHILQUINTA Energía S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta ELECDA S.A., Empresa Eléctrica de Atacama EMELAT S.A., Empresa Eléctrica EMEC S.A., Empresa Eléctrica de Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de Colina S.A., Empresa Eléctrica de La Frontera S.A., Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule EMELECTRIC S.A., Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda., Empresa Eléctrica Municipal Lo Barnechea y Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til (Asociación de Empresas de Servicio Público A.G., 1998), Empresa Eléctrica de Energía Casablanca S.A., Luz Andes S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Sociedad Eléctrica Pirque S.A.,

respecto del papel de la empresa privada en el área de los servicios públicos” (Araos, 1998e), lo que hacía evidente el objetivo principal de la máxima organización empresarial, esto es, que la crisis energética no diera lugar a un cuestionamiento mayor de la privatización de las empresas de servicio público que se concretó principalmente durante el segundo quinquenio de los años ochenta.

La Sociedad de Fomento Fabril (SOFOFA), en cambio, asumió una posición más cercana a las empresas eléctricas, reiterando el argumento que días antes habían esgrimido las empresas generadoras. Por intermedio de Andrés Concha, secretario general de SOFOFA, la entidad afirmó que los precios del servicio eléctrico estarían subvalorados, considerando la escasez de energía. El dirigente empresarial expuso que los precios altos actúan como un estímulo para ahorrar energía, pero que durante el año no hubo señales en esa dirección. Además de los precios bajos, agregó Concha, existía la esperanza de que llovería en agosto y septiembre, situación que sería reforzada por la entrada en marcha de las centrales de ciclo combinado (Araos, 1998e). La explicación del directivo de SOFOFA se sustentó en el aumento de la demanda de la electricidad ocasionada por la disminución de su precio, por una parte, y por la menor oferta que deriva de la sequía y de las dificultades enfrentadas por las centrales de ciclo combinado, por la otra. Se deduce que este desajuste entre la oferta y la demanda de energía se resolvería alzando el precio de la electricidad. Tal planteamiento supone que la escasa elasticidad precio de la demanda del producto electricidad no influiría en su consumo, lo que no sería efectivo.

Al interior de SOFOFA, no todos los dirigentes empresariales suscribieron la explicación de su secretario general. Por ejemplo, Hermann von Mühlenbrock, Presidente de la Asociación de Industrias Metalúrgicas y Metalmecánicas (ASIMET) A.G., señaló que las personas responsables del negocio eléctrico en Chile no adoptaron las medidas adecuadas a pesar de la gravedad de la situación de sequía. “Nunca se informó que la situación era tan crítica; nadie hizo campañas de reducción; nadie habló de disminuir los voltajes; a todo el mundo lo pilló de sorpresa, pese a que la falta de lluvias era conocida por todos. Se aplicó racionamiento de la noche a la mañana y luego se señaló que duraría hasta el 23 ó 24 de noviembre, pero luego se extendió hasta el 15 de diciembre (...) Ha habido falta de previsión y descoordinación entre Gobierno y generadores y alguien debe responder por el daño en nuestras industrias” (von Mühlenbrock, 1998).

En la opinión del presidente de ASIMET, una mayor transparencia de la información referida a la crisis habría permitido al sector productivo, especialmente el industrial, disponer de una cantidad importante de generadores y equipos electrógenos. Su adquisición dependerá de la extensión de la falla del sistema eléctrico, descartándose la compra si ésta puede ser solucionada en el corto plazo (von Mühlenbrock, 1998).

A su vez, para el presidente de la Asociación de Consumidores Eléctricos no Regulados (ACENOR) (véase cuadro 1), David Alfaro, la crisis de abastecimiento producida en el SIC dejó en evidencia la falta de un crecimiento armónico del sector eléctrico y la falta de acuerdo entre los agentes que lo administran para lograr una operación técnicamente correcta. En concordancia con von Mühlenbrock, Alfaro reiteró que la sequía era absolutamente previsible y, sin embargo, el sistema fue sorprendido sin las fuentes necesarias de generación térmica.

La crítica de ACENOR a las empresas generadoras se refirió tanto a su responsabilidad en la gestación de la crisis como a su administración, las que no habrían actuado con la eficiencia que la situación requería. Específicamente, Alfaro denunció que habiendo transcurrido 15 días desde el día que se produjo la falla en el sistema, todavía ACENOR no recibía una solicitud formal de ahorro de energía por parte de las generadoras a pesar de tratarse de los principales consumidores de electricidad de la zona central y sur del país, constitutivas del 30% del consumo eléctrico del SIC. Asimismo, Alfaro precisó que los montos ofrecidos por las generadoras a algunas de las empresas afiliadas a ACENOR que poseen capacidad de generación eléctrica han sido

considerablemente inferiores a los considerados en el decreto de racionamiento dictado el 13 de noviembre, lo que ha impedido concretar el aporte de los autogeneradores al SIC.

Cuadro 1
PRINCIPALES CLIENTES LIBRES DEL SIC
Megavatios aproximados

	Empresa	Proveedor	Fecha de Vencimiento De contratos
150	Codelco-Chile División El Teniente	Endesa-Colbún	2000
83	Codelco-Chile División Andina	Empresa Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	-
73	Minera Candelaria	Empresa Eléctrica Guacolda	2006
61	Codelco-Chile División El Salvador	Endesa	2001
41	Metro S.A.	Colbún	2003
32	Empresa de los Ferrocarriles del Estado (Efe)	Chilquinta-Endesa-Chilectra	A convenir por las partes
30	Papeles Bío-Bío	Endesa	1998
27	Cemento Polpaico	Gener	2003
3	Minera La Cascada	Endesa	2003
6	Minera Pudahuel	Chilectra	2000
5	Textiles Pollak Hnos.	Chilectra	2001

Fuente: ACENOR.

5. Los gremios profesionales

Entre los colegios profesionales, sólo la entidad que agrupa a los ingenieros se preocupó de dar a conocer su opinión sobre la crisis de generación eléctrica. Al respecto, el Colegio de Ingenieros señaló que la situación de falta de recursos hídricos era conocida desde julio de 1998 por las autoridades y por las empresas, razón por la cual se debió impulsar desde esa fecha una campaña de ahorro de energía y de máxima producción de energía térmica. En la misma declaración, los dirigentes del Colegio de Ingenieros también advirtieron que si bien Nehuenco puede suplir la falta de suministro en los meses inmediatos, al final de la época de los deshielos el sistema volverá a quedarse deficitario. Por esta razón, señala la declaración, es necesario que desde ya se hagan los esfuerzos orientados a facilitar las instalaciones de un mayor parque térmico.

B. Puntos de conflicto en el sector eléctrico

Las diferencias de interpretación entre las autoridades de gobierno, las empresas generadoras y distribuidoras, los gremios empresariales, los colegios profesionales y el mundo académico son indicativas de la complejidad del problema y del origen de numerosos conflictos de interés entre los actores involucrados. Estos conflictos contienen diversos grados de abstracción según el grado de representación colectiva que cada actor asigna a sus actos.

El análisis de los principales conflictos que la crisis eléctrica ha dejado al descubierto persigue el propósito de establecer los ejes en torno a los cuales los actores definen su acción cuando hacen frente a la crisis para los efectos de su administración y de su solución posterior. Simultáneamente, el análisis de los principales conflictos, que ha sido posible identificar, permite establecer los puntos en los cuales existe una mayor dificultad para desarrollar una política de Estado que sea aceptada no sólo como legítima, sino, además, como necesaria por parte de los actores involucrados. Además, este análisis de los principales conflictos desarrollados en torno a la crisis eléctrica permite evaluar la capacidad de la sociedad y del Estado chileno para establecer los

mecanismos de resolución de conflictos en un contexto donde un problema de orden sectorial tiene importantes consecuencias sobre el resto de la actividad nacional.

1. Aceptación del decreto de racionamiento y aumento del precio en el mercado *spot*

El primer conflicto que se optó por analizar es el consistente en la renuencia para la aceptación del decreto de racionamiento por parte de las empresas generadoras que exhibían un notorio déficit entre los compromisos de suministro de energía que habían suscrito y su capacidad de generación, situación que las había obligado a adquirir electricidad a otras generadoras que disponían de excedentes a precios más elevados que no estaban dispuestas a pagar. Desencadenada la crisis, el gobierno constató que los conflictos entre las empresas generadoras tendieron a aumentar progresivamente, lo que se reflejaba en las dificultades para tomar decisiones por parte del CDEC. Ello se explica porque conforme aumentaba el déficit de las empresas de generación hídrica, más aumentaba el precio de la energía en el mercado *spot*. El motivo de la molestia de las empresas de generación hidroeléctrica residía en el hecho de que ese déficit había sido gestado en gran medida —de acuerdo con su interpretación— por la información errónea proporcionada por las empresas que habían anunciado la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado a gas, las mismas que obtenían el máximo beneficio por la vía de alzar el precio de la electricidad en el mercado *spot*.

El aumento en el número de conflictos entre las empresas generadoras que forman parte del CDEC fue interpretado por el ministro Oscar Landerretche ante la Comisión Investigadora como una consecuencia de la estructura mediante la cual se ha desarrollado la industria eléctrica, asumiendo características propias tales como el desequilibrio que se produce entre los competidores y la regulación, en términos de facultades y de disposiciones que permitan asegurar la operación del modelo económico (Cámara de Diputados, 1999).

La imposibilidad de llegar a un acuerdo por parte de las empresas generadoras determinó que el CDEC solicitara al gobierno que dirimiera las divergencias sobre el precio de la energía durante el período de racionamiento. El Gobierno explicó que las acciones legales que algunas empresas podrían ejercer no afectarían la vigencia de este valor durante la emergencia.

La condición deficitaria de las empresas hidroeléctricas, explica asimismo, su resistencia para aceptar el decreto de racionamiento en la medida que su aplicación por la autoridad correspondiente implica que debe reconocer su condición de tal y que quedan obligadas, conforme lo dispone la Ley Eléctrica, a comprar a terceros, la energía que no eran capaces de suministrar, a un precio todavía superior, designado como precio a costo de falla, sustantivamente más alto que el valor del precio de nudo fijado por la autoridad. Según explicó el ministro Landerretche ante la Comisión Investigadora, hubo empresas que tardaron hasta el cuarto día de racionamiento e incluso hasta el sexto día de crisis para declararse deficitarias. Frente a esta situación, la SEC debió insistir ante el CDEC, produciéndose un intercambio de interpretaciones legales, para finalmente obtener que las empresas oficializaran su condición de deficitarias, lo que resultaba indispensable para coordinar la ejecución de un plan de contingencia que permitiera hacer frente a la emergencia del modo más eficiente posible (Cámara de Diputados, 1999).

A su vez, ENDESA negó su carácter de generadora deficitaria argumentando que la caída del sistema producida por la falla de su central térmica San Isidro, una de sus filiales, no podía ser considerada en esta evaluación porque se trataba de una central que apenas estaba entrando en el período de prueba oficial (Cámara de Diputados, 1999). No obstante, como se verificará más adelante, los ejecutivos de ENDESA negaron la condición de deficitaria de esta empresa argumentando que la energía faltante estaba siendo contratada a su filial San Isidro, lo que no fue aceptado por la SEC.

2. Atraso de puesta en funciones de Nehuenco

El segundo punto de conflicto giró en torno al atraso de la puesta en funciones de la central Nehuenco de Colbún, y a las falsas señales que se proporcionó al mercado eléctrico mediante los sucesivos anuncios sobre su incorporación. Tanto las autoridades del sector eléctrico como las compañías competidoras de Colbún señalaron que las señales equivocadas de Colbún a el CDEC, referente al aporte de Nehuenco, fueron determinantes en la decisión del organismo coordinador para ocupar recursos hídricos de generación, asumiendo que esta central entraría en funciones en los meses siguientes, promesa que posteriormente no se cumplió.

Por su parte, Colbún buscó traspasar la responsabilidad a su contratista, la alemana Siemens. Al respecto, ejecutivos de la compañía señalaron que debería elevarse el monto de las compensaciones económicas establecidas en el contrato de la construcción de la Central Nehuenco, que debido a fallas en el diseño no ingresó al sistema eléctrico en la fecha comprometida. De acuerdo con el contrato, la empresa alemana debía echar a andar la central de ciclo combinado a gas natural en abril de 1998 y no fue capaz de cumplir con los plazos antes de que crisis de desabastecimiento estallara a mediados de noviembre del mismo año. No obstante, el gerente general de Colbún recordó que se trataba de una central que no estaba entregada oficialmente al despacho del sistema, empleando el mismo argumento de ENDESA al eximir su responsabilidad en los daños provocados a la seguridad del sistema a raíz de las fallas de San Isidro.

La electricidad comprometida por Nehuenco asciende a unos ocho millones de kWh al día, lo que involucra transferencias diarias de energía a un valor cercano a 400 millones de pesos. Esto implica que durante el período de racionamiento de noviembre, Colbún dejó de percibir alrededor de 8 millones de dólares.

En un comienzo, la filial chilena de la empresa Siemens no hizo comentarios, señalando sólo que “(...) esa inversión depende directamente de Alemania y los ejecutivos presentes en Chile no están autorizados para hablar”. Con el propósito de apurar la entrega de la central viajaron a Alemania el presidente del directorio de Colbún, Emilio Pellegrini, y el gerente general de la generadora, Francisco Courbis.

El acuerdo logrado sobre la fecha de inicio de operación de la Central Nehuenco, postergado en definitiva para fines de noviembre, no se hizo extensivo, sin embargo, a las compensaciones económicas exigidas por Colbún a Siemens. De acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, el monto a pagar por Siemens no superarían los 14 millones de dólares, monto que Colbún consideró insuficiente por los altos costos que debió asumir debido a la falta de producción de Nehuenco. No obstante, para la empresa alemana las responsabilidades en el atraso de la puesta en marcha de la central eran compartidas y debían ser dirimidas entre los involucrados (Araos, 1998).

En la oportunidad, Siemens recordó que la tecnología empleada en Nehuenco es de última generación en lo que se refiere al mercado mundial de las plantas de ciclo combinado, la que fue utilizada en otras centrales como Ventanilla (Perú) y Luján de Cuyo (Argentina), entre otros lugares del mundo.

3. Compensaciones e indemnizaciones

Otro de los conflictos identificados es el que se relaciona con el pago de compensaciones e indemnizaciones a realizar por las empresas generadoras deficitarias a las empresas eléctricas con excedentes de generación, clientes libres con capacidad de autogeneración y a los usuarios de los servicios de distribución eléctrica. En el primer caso se trató de compensar la restricción en que debía incurrir la generadora excedentaria de acuerdo al plan de contingencia que deriva de la aplicación del decreto de racionamiento. En el segundo caso se trató de compensar el mayor costo

en que debe incurrir el autogenerador para sustituir la energía que el proveedor habitual deja de suministrarle de acuerdo al plan de contingencia. En el tercer caso se trata del resarcimiento por los daños y perjuicios que le hubiera provocado al usuario el corte no programado de un suministro de electricidad debido a fallas en el sistema.

El Superintendente de la SEC, Juan Pablo Lorenzini, informó que el organismo público que dirige es el encargado de calificar si los problemas presentados en el funcionamiento de las centrales generadoras tuvieron un carácter fortuito, de fuerza mayor o si habían derivado de acciones que eran de responsabilidad de las empresas. Señaló, asimismo, que de acuerdo a la normativa en vigor, aún en el caso de corresponder el pago de indemnizaciones a los clientes afectados, la SEC no tenía facultades para obligar a las empresas a proceder con el pago de las mismas, por lo que los usuarios afectados deberán recurrir a los tribunales ordinarios de justicia con un alto costo económico para defender sus derechos ante un tribunal.

Por su parte, la entonces secretaria ejecutiva de la CNE, María Isabel González, advirtió que sólo una minoría de los consumidores podría ser indemnizado por los daños y perjuicios que le hubiere ocasionado la interrupción del suministro de electricidad. En una entrevista periodística, la señora González explicó que el decreto de racionamiento implicaba que las empresas generadoras deficitarias deben pagar a las distribuidoras cada kWh que no hubieran sido capaces de suministrar, y a su vez, las distribuidoras traspasárselos al cliente final al costo de falla, que es 3.5 veces más que el precio de nudo (González, 1998).

Para los efectos de establecer si corresponde o no el pago de las compensaciones e indemnizaciones, la señora González señaló que era necesario distinguir la situación de origen de la condición deficitaria de cada generadora porque había situaciones diferenciadas. En el caso de las centrales hidroeléctricas, debido a que la mayor parte de las cuencas están en situación hidrológica más secas que las de 1968, esas empresas estarían eximidas de dicho pago.¹⁰ No sería éste el caso, sin embargo, de una parte del parque termoeléctrico debido a que la ley habla de falla prolongada de una central como causal de la obligación de pagar indemnización a los clientes afectados. A ello se suma los problemas derivados de la falta de coordinación entre las empresas generadoras. Sin embargo, debido a que la mayor parte de los usuarios se les suministra energía generada por centrales hidroeléctricas, sólo una mínima parte de los consumidores serían indemnizados (González, 1998).

Por su parte, el ministro Landerretche sostuvo que la situación hidrológica era sólo uno de los factores a considerar en la evaluación del pago de compensaciones e indemnizaciones. Específicamente, señaló que si bien el pago de las compensaciones a los clientes regulados debía hacerse sólo si la situación era hidrológicamente igual o menos difícil que la de 1968, también había que considerar los cortes de luz que se prolongaron más allá de lo anunciado, o los cortes que se produjeron antes de la promulgación del decreto de racionamiento (Landerretche, 1998).

El argumento de la autoridad respecto a que el cambio del peor año hídrico de referencia eximía a las empresas hidroeléctricas del pago de compensaciones e indemnizaciones fue puesto en tela de juicio. Algunos consultores sostuvieron que si bien la sequía era más profunda que la de 1968, considerada como la más grave de las estadísticas, con una afluencia hídrica similar a la de ese año y sin Nehuenco en el sistema —central cuya incorporación no estaba prevista inicialmente durante 1998—, de todos modos se habría producido un desajuste entre oferta y demanda.

¹⁰ De acuerdo con el marco legal en vigor, ninguna empresa generadora puede comprometer un suministro futuro superior al que podría generar de acuerdo con la peor hidrología del siglo, hasta ahora correspondiente a la de 1968. En consecuencia, la condición de deficitaria de una empresa eléctrica se determina sobre la base de la comparación entre el aporte de energía que es capaz de generar en el presente y el aporte de energía que habría podido hacer en 1968. Pero, si el año de referencia cambia debido a la ocurrencia de peores condiciones hídricas, la comparación entre el aporte de energía que se es capaz de generar en el presente debe hacerse respecto del aporte que podría hacerse en el nuevo año más malo. De esta manera, aunque se realice un aporte menor al esperado de acuerdo a las condiciones hídricas de 1968, no existe la obligación de pagar si acaso el aporte realizado es mayor al esperado de acuerdo a las nuevas condiciones hídricas más malas.

Entre las iniciativas legales emprendidas para validar el derecho de los usuarios a ser resarcidos por los daños provocados por la prestación de un mal servicio de distribución eléctrica destacaron la adoptada por la Municipalidad de Las Condes, quien se querelló en contra de CHILECTRA. Según el libelo interpuesto ante el Segundo Juzgado de Policía Local de esa comuna, se solicitó para el municipio una indemnización de 100 millones de pesos, monto en el cual se estimaron los daños causados por los cortes de energía a la comuna. Otros municipios que también se querellaron en contra de CHILECTRA fueron los de Ñuñoa y de Pudahuel, los que además, emprendieron acciones orientadas a representar colectivamente los intereses de los usuarios afectados residentes en las comunas respectivas. En las querellas presentadas por estos municipios se hizo parte el Servicio Nacional del Consumidor (SERNAC), bajo la consideración de que los derechos esenciales de los consumidores instituidos en la Ley N° 19 496 habían sido transgredidos por las empresas eléctricas. Por su parte, los servicios de salud de Concepción y Talcahuano anunciaron la presentación de un recurso de protección contra quienes resultaran responsables por los cortes de luz, abastecimiento que en la zona está a cargo de CGE. También se sumó un recurso similar interpuesto por la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile.

Por su parte, el presidente de ASIMET, Hermann von Mühlenbrock, hizo pública la negociación que esta entidad gremial estaba sosteniendo con las distribuidoras eléctricas para llegar a un acuerdo con las productoras de energía, de modo que éstas pagaran el costo adicional que implicaba la puesta en marcha de los generadores que las empresas industriales estarían adquiriendo y poniendo en marcha para impedir la paralización de sus actividades. En su opinión, las generadoras debían estar dispuestas a pagar a los autogeneradores el diferencial de costo entre estar o no conectado al sistema, pero reconoció que hay situaciones poco claras, acusando que no existía voluntad entre los generadores y del Gobierno para que las empresas que se desconecten del SIC reciban una compensación.

Von Mühlenbrock no negó desconocer, sin embargo, que la ley contempla el pago de las compensaciones sólo en el caso de las transacciones de energía entre las generadoras y que el pago a un consumidor porque deje de utilizar la energía de la red y emplear en su reemplazo su propia electricidad, aunque su costo sea mayor, es un tema de negociación entre privados y el generador (von Mühlenbrock, 1998).

En general, las empresas de generación hidroeléctrica sostuvieron que dada la actual situación hídrica del país no ha lugar al pago de indemnizaciones a los usuarios que hubieran resultado afectados por los cortes de suministro de electricidad.

La generadora Colbún calificó de “improcedente” el pago de compensaciones a raíz de la crisis eléctrica. En una comunicación remitida a la SVS, justificó su postura “en atención a que las disposiciones legales y reglamentarias vigentes hacen inaplicable el pago en las circunstancias actuales”. La compañía adujo no presentar déficit entre la producción propia que hubiese tenido con los caudales disponibles en el año 1968-1969 y sus compromisos actuales. En cuanto a la baja en el volumen de colocaciones, sostuvo que ésta debiera equilibrarse “con mayores ventas en el mes de diciembre, debido a la generación prevista para la Central Nehuenco, de acuerdo a lo informado por el contratista”. Al referirse a los efectos en los resultados de la sociedad a partir de la demora en la puesta en operaciones de la planta, la firma sostuvo que el contrato vigente con Siemens “contiene los resguardos habituales para casos de atrasos contemplados en este tipo de operaciones, y los efectos del atraso se encuentran reflejados en los estados financieros”.

Respecto de la posibilidad de que Colbún se vea obligado a compensar a sus clientes por falta de suministro eléctrico, el argumento de sus ejecutivos consistió en señalar que la Central Nehuenco no había sido declarada en operación comercial, lo que hacía imposible calificarla como unidad con falla prolongada (Araos, 1998d).

Por su parte, las empresas ENDESA y la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., en respuesta a la consulta que hizo la SVS a todas las compañías eléctricas acerca del impacto del racionamiento eléctrico en sus estados financieros, sostuvieron que a su juicio no cabe un eventual pago de compensaciones a los clientes regulados afectados por cortes de energía, como tampoco le correspondería cancelar la energía en el mercado *spot* a costo de falla. Ambos aspectos son claves, ya que podrían hacer variar negativamente los balances de las hidroeléctricas deficitarias e incrementar los ingresos de las termoeléctricas que estén generando más allá de sus contratos, como es el caso de las empresas del grupo GENER.

Recuadro 3

LO QUE DICE LA LEY ELÉCTRICA SOBRE EL PAGO DE COMPENSACIONES E INDEMNIZACIONES

Artículo 99 bis:

De producirse déficit de generación eléctrica derivados de fallas prolongadas de centrales termoeléctricas o bien de sequías, que lleven a la dictación de decreto de racionamiento por parte del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, las empresas generadores que no lograsen satisfacer el consumo normal de sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, deberán pagarles cada kilovatio-hora de déficit a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento^a y el precio básico de la energía,^b a los que se refiere el artículo 99 anterior. Para estos efectos, se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del año anterior, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo. Los clientes distribuidores, a su vez, deberán traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales sometidos a regulación de precios. Para el cálculo de los déficit originados en situaciones de sequía no podrán utilizarse aportes de generación hidroeléctrica que correspondan a años hidrológicos más secos que aquellos utilizados en el cálculo de precios de nudo. Asimismo, si una sequía durara más de un año hidrológico, el máximo déficit que los generadores estarán obligados a pagar estará limitado al déficit que se calcule para el primer año hidrológico de la sequía, considerando una hidrología igual a la del año más seco utilizado en el cálculo de precios de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses comenzando en abril.

En el caso de producirse los déficit a que se refiere el inciso anterior, el decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que autorice la aplicación de medidas de racionamiento, explicitará, basándose en un informe previo de la Comisión Nacional de Energía, el monto del pago por cada kilovatio-hora de déficit, como asimismo las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadores para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidores para traspasar a su vez los montos recibidos a sus clientes finales. Todos los cálculos deberán basarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico en cuestión. No obstante, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

Fuente: Decreto con Fuerza de Ley N° 1, Ministerio de Minería, Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica, (1982).

^a Costo de racionamiento: el costo por kWh incurrido, en promedio, por los usuarios al no disponer de energía, y tener que generarla con generadores de emergencia, si así conviniera. Se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

^b Precio básico de la energía: es uno de los dos componentes del precio de nudo, calculado sobre la base del programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, la demanda de energía, los *stocks* de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización.

En contraste con la posición adoptada por las empresas deficitarias, GENER anunció que pagaría compensaciones a los clientes que redujeron el suministro de electricidad durante el racionamiento decretado en noviembre de 1998.

GENER destacó el esfuerzo realizado para mantener sus plantas a plena operación y el acuerdo alcanzado con sus clientes para un racionamiento voluntario —al no existir la obligación legal de restringir el suministro si no se ha incurrido en déficit— y por el cual realizará compensaciones económicas. Por cada kWh racionado a sus clientes, GENER comprometió la devolución de la diferencia de precio entre lo que no le suministrará y el precio fijado en el mercado *spot*.

4. Costo de falla

Como se explicó al comienzo de esta sección, en relación con la renuencia demostrada por algunas de las empresas generadoras para reconocer su condición de déficit, la aplicación de los precios de la energía a costo de falla en el contexto de su racionamiento ha sido uno de los principales conflictos entre las generadoras durante la crisis eléctrica.

Por definición, el costo de falla corresponde al precio del último kWh producido por el sistema. Cuando hay déficit, dicho costo asciende en el primer tramo de falla a 15.6 centavos de dólar por kWh generado; en el segundo, a 18.6 centavos de dólar, y en el tercero, a 25.6 centavos de dólar, montos fuertemente superiores a los costos de generación hídrica (1.9 centavos) y de las centrales de ciclo combinado a gas (2.06 centavos). En el mercado *spot*, el costo del kWh antes de dictarse el decreto de racionamiento estaba en 6.5 centavos de dólar. En consecuencia, la aplicación del costo de falla al precio de la energía en el primer tramo de falla (hasta 10% de déficit) significaría un aumento de 2.5 veces el monto del precio vigente hasta entonces en el mercado *spot* y poco más de 7.5 veces el valor del costo de generación hidroeléctrica.

Es fácil comprender que la aplicación del costo de falla afectaría de manera negativa los resultados de ENDESA y Colbún, empresas deficitarias, pero no así los de GENER y de sus empresas filiales, empresas excedentarias. Quien expuso de modo más transparente esta situación fue el presidente del directorio de Colbún, el que señaló que la naturaleza del conflicto respecto del costo de falla radica en que “se pretende que los generadores excedentarios vendan su energía a valores que llegan a más del doble de su costo de producción. Esta pretensión, basada en una interpretación errónea de la ley, se ha visto de algún modo alentada por la autoridad, señalando que sería una señal económica para que se realicen las inversiones necesarias para resolver el problema” (Pellegrini, 1999).

A su vez, ENDESA informó que el efecto diario en sus resultados al nivel consolidado de la aplicación del costo falla variaría entre 600 mil dólares a 1.3 millones de dólares. Esto dependería de si la falla se origina en una central de ciclo combinado perteneciente a terceros o propia, todo ello multiplicado por los días en que eventualmente ocurra el evento. Aclaró que “lo anterior constituye una contingencia para la empresa, en la medida que se mantenga en vigencia una hipotética aplicación del costo de falla por la autoridad, sin considerar la situación excepcional de fuerza mayor existente”. Por su parte, el grupo de empresas GENER, señaló que al nivel individual sus ingresos en el trimestre septiembre—diciembre de 1998 se verían incrementados en 860 millones de pesos, como consecuencia del decreto de racionamiento. En tanto, los costos de explotación al nivel individual aumentarían en aproximadamente 230 millones de pesos, debido al incremento del precio de la energía.

Apenas dictado el decreto de racionamiento, las generadoras que disponían de energía excedente (GENER y empresas relacionadas) reclamaron un precio a costo de falla para las transacciones en el mercado *spot*. Las generadoras deficitarias alegaron razones de fuerza mayor, negándose a adquirir a esos valores la energía que necesitaban para cubrir sus contratos. Debido a la divergencia que surgió con ENDESA respecto al pago del costo de falla, GENER pidió al Ministro de Economía su intervención de acuerdo con el procedimiento dispuesto en la normativa de la Ley Eléctrica. Para los ejecutivos de GENER, el hecho de estar enfrente a una situación de

falla del sistema determinaba por sí mismo que ese debía ser el valor de la energía en las transacciones entre generadores durante el período de vigencia del racionamiento (Guzmán, 1998)

La posición de GENER fue respaldada por el ministro Oscar Landerretche, quien señaló que correspondía aplicar el costo de falla, haciendo presente que en el acuerdo al que se llegó el 17 de noviembre las empresas dejaron muy en claro que se reservaban el derecho de impugnar legalmente la decisión del ministro, pero lo harían de una manera tal que, ejerciendo sus derechos, no implicara incertidumbre respecto a la señal de precios (Landerretche, 1998). Quien debía decidir era, sin embargo, el Ministro de Economía, Jorge Leiva.

Para Colbún, lo que está ocurriendo con la actual sequía corresponde a una situación excepcional, de “fuerza mayor” y, por lo tanto, no rige ese costo ni el pago de indemnizaciones. “Hay otras señales económicas distintas del costo de falla, que se refieren al valor de transferencia de energía entre generadores, que podrían resolver mejor el problema de largo plazo”, dijo el gerente general de Colbún, Francisco Courbis. A juicio del ejecutivo, si se decide adecuar el nivel de seguridad de suministro del sistema ampliando el nivel de riesgo conforme a los parámetros que impone la actual hidrología, la autoridad debiera modificar los precios de nudo de manera que las tarifas reflejen esa situación. Explicó que esa es la señal de fondo que las empresas requieren para definir cómo ajustan su energía contratada o sus planes de inversión.

En el mismo sentido se pronunció posteriormente el presidente del directorio de Colbún, Emilio Pellegrini, quien señaló que no debiera aplicarse el costo de falla por la misma razón que no procedía el pago de compensaciones a los usuarios: las condiciones hídricas de 1998 estaban por debajo de las de 1968. Al respecto mencionó que el precio a costo de falla estaba contemplado en la legislación en vigor como un mecanismo destinado a indemnizar a los consumidores y no correspondía, ser percibido por otras empresas generadoras. Desde esta perspectiva, el hecho de aplicarse precios a costo de falla sin traspasar a los consumidores su diferencia respecto del precio *spot* constituiría un mecanismo tarifario perverso que incentivaría la falla del sistema en la medida que ésta generaría beneficios extraordinarios a los generadores que dispusieran de excedentes de energía. Pellegrini mencionó además, que las empresas generadoras estaban en un sistema de respaldo mutuo respecto del cual la ley define que el intercambio de energía debe hacerse a costo marginal (Pellegrini, 1999).

Asimismo, ENDESA también sostuvo que las condiciones hidrológicas han configurado un escenario de fuerza mayor, lo que la exime de responsabilidad. Por esta razón, el valor del costo marginal durante la vigencia del decreto de racionamiento que debe regir no es el del costo de falla. Al considerarse la ocurrencia de un factor de fuerza mayor o caso fortuito se da por hecho que no existe una condición normal de calidad de servicio. En ese sentido, a su juicio, sería contradictorio determinar que efectivamente no están dadas las condiciones para el pago de compensaciones a los consumidores, pero sí el aplicar costo de falla en las transferencias a los generadores.

El Ministro de Economía, Jorge Leiva, postergó hasta el último día del plazo establecido por la norma legal, su decisión respecto de la aplicación del precio a costo de falla para las transferencias de energía entre las generadoras excedentarias y las deficitarias. Leiva demoró su decisión esperando que las compañías en conflicto llegaran a un punto de acuerdo al margen de la autoridad que fuese satisfactorio para todas las partes e instó a las compañías en disputa a ponerse de acuerdo dentro del CDEC, de manera que no se tuviera que recurrir a este recurso extraordinario que es la intervención del Ministro de Economía. Fracasado este último intento, Leiva anunció que las transacciones de energía durante el período de racionamiento debían valorarse al precio del costo de falla, confirmándose así la opinión del ministro Landerretche emitida a fines de noviembre de 1998.

La postergación de la decisión del Ministro de Economía fue interpelada desde comienzos de febrero por parte de las empresas generadoras, especialmente por aquellas que disponían de

excedentes de energía, en la medida que la dilatación de la decisión no permitía contar con una señal de precio que incentivara el aporte de potencia al sistema por unidades externas del SIC.

5. Sobreventa de algunas generadoras respecto de su capacidad de generación

Asimismo, la crisis eléctrica dejó al descubierto un problema que repercute notoriamente sobre la eficacia de un sistema eléctrico estructurado sobre la base de empresas que sobrevenden energía por encima de su capacidad efectiva de generación, motivadas por el interés de aprovechar las oportunidades de maximizar utilidades según los criterios de la racionalidad del productor en una economía de mercado débilmente regulado.

De acuerdo con lo expresado por el gerente general de GENER, José Antonio Guzmán, la práctica de sobrevender energía por encima de la capacidad de generación está vinculada en gran medida a la posición privilegiada de algunas generadoras en el CDEC que, por la vía de una representación de mayoría —a través de sí misma y de empresas filiales— imponen decisiones que las favorezcan en la asignación de recursos escasos, especialmente hídricos.

La situación a que se hace referencia en este punto no sólo ha constituido uno de los factores de permanente conflicto entre las empresas generadoras al interior del CDEC, sino, además, ha puesto en entredicho la capacidad autorreguladora de las empresas privadas que participan en el CDEC como instancia de coordinación. Esto ha significado que las empresas generadoras que se sienten perjudicadas por las decisiones de mayoría impuestas por ENDESA sean más proclives a la revisión del marco regulador del sector eléctrico, especialmente en relación con los criterios de acción del CDEC (Araos, 1998c).

6. Racionamiento parejo

Otro de los aspectos derivados de la administración de la crisis que ha originado conflictos ha sido el criterio aplicado para definir el carácter del racionamiento del suministro eléctrico. Con el propósito de distribuir más equitativamente los costos del racionamiento entre los usuarios y evitar con ello que en algunas ciudades muchas de sus actividades queden paralizadas debido al déficit de energía, en tanto en otras ciudades pueda mantener el nivel de consumo energético, el CDEC ha aplicado criterios de racionamiento parejo con independencia del carácter deficitario o excedentario de las generadoras responsables del suministro energético en cada zona de concesión de las actividades de distribución. Esta decisión —por cierto, válida desde un punto de vista de los intereses generales de la sociedad chilena e impulsada por la autoridad pública pertinente— ha perjudicado a algunas empresas distribuidoras que han debido restringir el suministro de electricidad a sus clientes —en consecuencia, disminuir correlativamente sus ingresos operacionales—, a pesar de que su abastecimiento es proporcionado mayoritariamente por empresas generadoras excedentarias.

Las dificultades de coordinación entre las empresas generadoras en el CDEC para establecer un plan de contingencia que permita hacer frente al problema de la insuficiencia energética se explican en parte por las diferencias entre las empresas hidroeléctricas (deficitarias) y las termoeléctricas (superavitarias) respecto a cómo enfrentar la distribución de la restricción que debe implementarse en un plan de racionamiento eléctrico. Los acuerdos alcanzados por las empresas no han sido tales, sino decisiones que la mayoría ha impuesto a la minoría excedentaria.

En general, las empresas termoeléctricas han considerado injusta la fórmula del racionamiento parejo. Según su interpretación del decreto de racionamiento, las empresas que deben restringir su suministro son las hidroeléctricas, en tanto las termoeléctricas sólo estarían obligadas a sumarse en la medida que exista un pacto con las generadoras deficitarias que las

obligue a pagar a los clientes de las excedentarias lo correspondiente a las disminuciones de consumo. Ante ello, las empresas hidroeléctricas argumentan que el año hidrológico en curso es más seco que el comprendido entre los meses de abril de 1968 y marzo de 1969, por lo que a su juicio no cabrían pagos compensatorios por el menor suministro que deban hacer las empresas termoeléctricas.

Entre las empresas distribuidoras perjudicadas por esta situación destacó Chilquinta Energía S.A., que durante el período de falla del SIC en noviembre de 1998 debió racionar cerca de 25% de la energía que distribuye, en circunstancias que de sus tres proveedores, sólo Colbún se encontró en algún momento en déficit y los contratos con esa generadora equivalen a sólo 14.7%. Respecto a las medidas aplicadas por Chilquinta Energía S.A., se informó que la empresa aplicó el principio de discriminación positiva para evitar daños mayores a la población, evitando cortar el suministro a las empresas que entregan servicios básicos. Al respecto, se reconoció que durante las dos primeras semanas del racionamiento ello fue imposible, debido a la premura con la que el CDEC proporcionaba la información sobre los cortes a realizar.

C. La administración de la crisis

1. El gobierno

El Gobierno adoptó un conjunto de medidas inmediatas para enfrentar la crisis de suministro energético provocada por las fallas de algunas de las centrales de generación más importantes del sistema eléctrico chileno. La mayor parte de ellas correspondió a medidas de carácter administrativo y fue adoptada durante la primera semana transcurrida luego de producirse el colapso del sistema en noviembre de 1998. Otras medidas se adoptaron en marzo de 1999, cuando se apreció que las decisiones hasta entonces adoptadas resultaban insuficientes para enfrentar la agudización del problema.

En ambas situaciones, la autoridad actuó en virtud de las atribuciones que dispone para hacer frente a emergencias de estas características. Entre las medidas adoptadas —que se analizarán a continuación— destacan la dictación del decreto de racionamiento y del decreto de escasez de agua en la zona centro sur del país; la investigación de responsabilidades encomendada a la SEC; la mayor coordinación de las autoridades del gobierno en materia energética con el CDEC-SIC y el reimpulso de la campaña de ahorro de energía. En marzo, las autoridades de gobierno decidieron complementar los efectos de las medidas mencionadas con medidas tales como la reducción de voltaje que se acordó con las empresas distribuidoras y la extensión del horario de verano.

a) Dictación de decreto de racionamiento

Luego de analizar la situación ocasionada por la interrupción del suministro eléctrico, el Gobierno dictó el 12 de noviembre un decreto de racionamiento mediante el cual se autorizó a las empresas eléctricas a racionar el suministro de energía. Según lo informado por la CNE, el racionamiento se traduciría inicialmente en una baja de voltaje para suplir el 5% de consumo que no estaba siendo generado (3900 mWh al día) y en cortes programados de suministro de energía. La autoridad admitió que los cortes producidos el 11 de noviembre en distintas regiones de la zona central tuvieron por objetivo evitar una caída total del SIC, anunciando que se mantendrían en los días siguientes. La autoridad señaló que la situación podía cambiar si el 21 de noviembre la Central Nehuenco entraba a operar a plena capacidad y no se produjeran nuevas contingencias negativas.

A fines de diciembre el Gobierno extendió el decreto de racionamiento eléctrico hasta abril de 1999, debido a que la situación de abastecimiento eléctrico continuó siendo precaria. Posteriormente, el Gobierno debió renovar sucesivamente este decreto hasta agosto del año en curso.

b) Dictación de decreto de escasez de agua de la zona centro sur

Casi simultáneamente al decreto de racionamiento, el Gobierno adoptó la decisión de dictar también un decreto de escasez de agua de la zona centro sur, para lo cual el Gobierno debió presionar a las empresas generadoras deficitarias para que solicitaran, según lo exige la ley, la intervención de la autoridad en la cuenca hidrográfica del Maule. El ministro Landerretche y otras autoridades de gobierno afirmaron categóricamente que la medida respondía a que el mercado no había sido capaz de resolver por sí solo el problema de déficit energético que se había producido.

De acuerdo con ello, el MOP dictó el decreto de escasez de agua en las zonas centro y sur del país el 17 de noviembre, luego que algunas de las empresas hidroeléctricas así lo solicitaran formalmente. Este decreto permite la intervención de las aguas destinadas a regadío para la generación hidroeléctrica, lo que significó que las centrales hidroeléctricas de empresas como ENDESA y Colbún contaran con un incremento de su producción en la cuenca del Maule. De acuerdo con notas de prensa, en dicha zona están ubicadas unidades de generación hidráulica por más de 1 300 mW de potencia instalada.

La intervención de la cuenca hidrográfica de la Laguna del Maule hizo posible restablecer la entrega de 30 metros cúbicos de agua por segundo que le habían suspendido los regantes a las centrales hidroeléctricas conforme a las disposiciones que emanan del marco regulatorio de las fuentes hídricas. Se acordó que los recursos serían liberados por un período de sesenta días, lo que implicó un aporte total de 150 millones de metros cúbicos, que se sumaron a los 460 millones de metros cúbicos que tenía dicha reserva.

Algunos especialistas, sin embargo, pusieron en duda los efectos de la medida adoptada. Según antecedentes publicados por el Diario Estrategia, los recursos hídricos entregados a las empresas hidroeléctricas mediante la intervención de la cuenca del Maule permitiría generar electricidad equivalente a unos 70 mWh, cantidad que está claramente por debajo del déficit de generación estimado por ENDESA. En la opinión de los expertos consultados en esta nota periodística —probablemente, funcionarios de esta empresa—, el déficit se superaría sólo con la entrada de Nehuenco y Ventanas 2, más el aporte que forzosamente empezaron a realizar a última hora otras empresas, como ENDESA (Diario Estrategia, 1998).

El citado embalse alimenta las centrales Curillinque, Pehuenche, Cipreses e Islas, de ENDESA, y Colbún y Machicura, de la compañía del mismo nombre. Las cinco representan 29% del SIC; y en la zona en la cual se localizan equivalen a 43% del consumo eléctrico del SIC. Al explicar la medida tomada, el ministro Landerretche sostuvo que se buscaba optimizar los recursos hídricos tanto para los regantes como para las empresas generadoras, sin perjudicar los intereses de los primeros.

c) Investigación de responsabilidades

Otras de las medidas inmediatas que adoptó el Gobierno fue la investigación de las responsabilidades en el desencadenamiento de la crisis. Específicamente, la SEC inició una investigación para determinar la responsabilidad de las empresas generadoras en la situación de desabastecimiento eléctrico que las zonas centro y sur del país empezaban a enfrentar. Sobre esta materia, el titular de la SEC admitió que la tarea de calificar las contingencias como hechos previstos o no competía exclusivamente a dicha superintendencia, anunciando una pronta conclusión (Araos, 1998f).

d) Presión sobre las empresas para mantener suministro de electricidad

Otra de las medidas adoptadas inicialmente por el gobierno para administrar la crisis fue presionar a las empresas generadoras por una pronta solución.

En ese entonces, el Ministro (subrogante) de Economía, Oscar Landerretche, se refirió en duros términos a la actitud de las generadoras, señalando que tras algunas dificultades de coordinación, el gobierno demandaba a las empresas que invirtieran la relación de prioridades de su gestión. En este sentido, se exigió que: “primero le damos luz a la gente y después las empresas solucionan sus diferencias económicas”.

La presión ejercida por el gobierno tuvo por resultado un acuerdo preliminar entre las compañías generadoras y distribuidoras del SIC y el gobierno, que se suscribió el 17 de noviembre con el fin de comprometer los mayores esfuerzos para afrontar la crisis. Específicamente, las firmas acordaron someterse rigurosamente a las instrucciones de operación del sistema eléctrico impartidas por el CDEC. De acuerdo con ello, dicho organismo, se constituyó desde el 18 de noviembre y mientras durara la emergencia entre las 7:00 horas y las 24:00 horas, con facultades para adoptar medidas necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del servicio.

e) Tareas de coordinación con el CDEC

Simultáneamente a las medidas de presión, el Gobierno impulsó además, un conjunto de iniciativas orientadas a mejorar las tareas de coordinación de las empresas generadoras entre sí, y de éstas con las autoridades. Ello sobre la base de la percepción del Gobierno de que parte importante de la crisis de generación se explicaba por las fuertes diferencias de intereses que habían surgido al interior del CDEC, entidad coordinadora que no había logrado tomar decisiones que fuesen aceptadas y respetadas por todas las empresas integrantes del organismo autorregulador.

Primeramente, como ya se mencionó en relación con la mayor presión que el gobierno ejerció sobre las empresas generadoras, éstas debieron acordar someterse rigurosamente a las instrucciones de operación del sistema eléctrico impartidas por el CDEC. Las empresas ENDESA y Colbún aceptaron acordar reducciones de carga con sus clientes libres, equivalentes porcentualmente a las aplicadas por las distribuidoras a los clientes regulados. Asimismo, la empresa no deficitaria GENER también aceptó convenir con sus clientes libres disminuciones voluntarias de suministro.

Junto a lo anterior, el aspecto clave de la negociación emprendida por el Gobierno para el efecto de lograr una mejor coordinación de las actividades del CDEC consistió en la redefinición del programa de mantenimiento de las centrales de generación térmica del sistema central, debido a que la aplicación del cronograma original amenazaba con acentuar la crisis eléctrica.

El punto neurálgico de este tema lo representaba Nueva Renca, la central de ciclo combinado de GENER, que de acuerdo a las previsiones hechas en el primer trimestre de 1998, debía salir del sistema central el 5 de diciembre por diez días. Debido a su alta capacidad de generación (en torno a 370 mW), su salida implicaba que la producción energética del SIC disminuyera diariamente en casi 9 gWh, es decir, una cifra que duplicaría el déficit que se produjo en la primera semana de la crisis. Inicialmente, se había previsto que el déficit que originaba la salida de Nueva Renca se cubría con la puesta en operaciones de la Central Nehuenco, de capacidad similar a la de Nueva Renca. Pero el atraso que ésta experimentó en su puesta en operaciones complicó la salida de la central de GENER, lo que puso en evidencia el mayor riesgo de un sistema eléctrico que tiende a basarse en el aporte de centrales grandes de difícil sustitución en momentos de emergencia.

De acuerdo con ello, el CDEC solicitó a las generadoras ENDESA y GENER que presentaran un nuevo plan de mantención de sus centrales para lograr coordinar las fechas de salida de cada central que requiriese mantención. De ello se dedujo, que el cronograma original presentado en marzo, sufriría modificaciones debido a que las fechas de mantención de algunas centrales se superponían, situación que agravaba la emergencia que se estaba enfrentando.

El propósito final buscado por el Gobierno en esta fase de la crisis era lograr que las empresas generadoras pospusiesen su programa de mantenimiento hasta enero o febrero de 1999, meses en los que la demanda de electricidad disminuye considerablemente. Esta decisión no sólo afectaba los programas de trabajo de Nueva Renca, sino, además, los de las centrales Ventanas 1 y Guacolda 1 y 2, pertenecientes a también a GENER, y Bocamina, de ENDESA. Así, el desplazamiento de las actividades de mantención de las centrales térmicas hacia lo medular de la temporada estival, cuyo efecto se agregaba a los producidos por las reducciones de carga a los clientes libres en la misma proporción que a los clientes regulados y la introducción de bajas en el voltaje, permitirían al SIC enfrentar la crisis adecuadamente durante los meses siguientes. De esta manera, la reprogramación de las actividades de mantención de las centrales se constituyó en una condición clave para impedir nuevas fallas en el funcionamiento del sistema.

Sin embargo, aunque la disposición de las empresas involucradas para acordar un aplazamiento del programa de mantención fue aparentemente favorable, ejecutivos de algunas de las empresas señalaron que debían considerarse diversos aspectos técnicos en una decisión de este carácter, debido a que la mantención es un requisito de las garantías que otorga el proveedor. Además, se indicó que con la postergación de los mantenimientos se correría el riesgo de que las plantas sufrieran una falla de mayor envergadura, que de producirse hacia marzo o abril, cuando se eleva el consumo, sería más grave.

No obstante, el Ministro de Energía, Oscar Landerretche, informó que el desplazamiento del programa de mantención de las centrales debía incluir también a la Central Nehuenco, recién incorporada al sistema y que debía procederse a su revisión luego del primer mes de operaciones. Landerretche explicó que la idea era evitar que se agravara la situación de las reservas de agua en los embalses, lo que se lograría si Nehuenco postergaba lo más posible su salida, para que no coincidiera con la mantención de las unidades Guacolda 1 y Guacolda 2 de GENER.

Pese a los mayores esfuerzos de coordinación emprendidos entre el Gobierno, el CDEC y las principales empresas generadoras involucradas, el cronograma de mantención debió someterse a una constante revisión debido a los inesperados desperfectos presentados en las distintas centrales durante los primeros seis meses de la crisis eléctrica analizados en este informe.

f) Campaña de ahorro de energía

Por otra parte, la CNE lanzó una campaña para ahorrar energía con el fin de paliar el déficit energético. Para ello, la entidad propuso medidas de ahorro destinadas a hogares, edificios municipales, comerciales e industriales. En lo particular, los mensajes de la campaña aconsejaban no dejar luces encendidas, usar poca luz en los pasillos, reducir la iluminación ornamental de monumentos y edificios, desconectar un 50% de las luminarias del alumbrado público a altas horas de la noche, en plazas, etc., y mantener apagados los avisos luminosos durante el día, entre otros.

En medio de esta coyuntura, el Gobierno expresó su inquietud por la mantención de los niveles de consumo de energía y agua, en especial en la Región Metropolitana. Planteó que si no se hacía un esfuerzo, las dificultades a futuro serán muy graves, lo que obligaría a racionar el agua y la energía en forma obligatoria.

Parlamentarios de oposición expresaron su preocupación por los resultados iniciales obtenidos por la campaña de ahorro energético, la que no logró disminuir el nivel de consumo. El ministro Landerretche respondió a las críticas reiterando la necesidad de ahorro por parte de la población y dio a entender que el Gobierno no tiene ni le corresponde destinar recursos a una campaña masiva más allá de lo que está haciendo, lo que sería deber de las empresas deficitarias.

Pese a la aclaración gubernamental, un editorial del Diario Estrategia reiteró las críticas sobre la política energética del Gobierno, anunciando que la situación de abastecimiento eléctrico se agravaría en marzo de 1999 debido al incremento de la demanda de energía que se ocasiona por el término del período de vacaciones. Por otra parte, el editorial destacó que no era posible esperar un crecimiento de la oferta energética en esa fecha debido a que la ocurrencia de lluvias abundantes durante el verano no sólo era dudosa sino estadísticamente improbable (Diario Estrategia, 1999a).

Algunas semanas después, el gobierno decidió reforzar la campaña de ahorro, intensificando la que inició a fines de 1998. A partir de la primera semana de febrero empezaron a ser difundidos cuatro *spots* radiales y se distribuyó publicidad gráfica con mensajes que promueven el consumo racional de electricidad. El Ministro de Energía manifestó que la ciudadanía debía asumir el ahorro de energía como un tema nacional y destacó que parte de la campaña del Gobierno se fundaba en el acuerdo con las empresas distribuidoras respecto a la tarifa de invierno. El ministro resaltó que el objetivo era disminuir la vulnerabilidad del sistema y evitar eventuales racionamientos.

g) Acuerdo de reducción de voltaje con las distribuidoras

Entre las medidas que se adoptaron a fines de febrero destacó aquella que consistió en acordar con las empresas distribuidoras una reducción temporal del voltaje, con el objetivo de paliar la disminución de la generación por salida de centrales del sistema y el histórico aumento de la demanda en la última semana de febrero.

Previendo la mayor estrechez que en esa semana se produciría en el SIC entre la oferta y la demanda de energía, la autoridad dispuso bajar el voltaje al piso de la banda de variación, es decir, 7.5% menos respecto de 220 voltios. Esta mayor estrechez tuvo su origen en la salida programada de la Central Nahuenco para realizar las tareas de mantención que ésta requiere y por el aumento del consumo en torno a 2% que tradicionalmente se produce a fines de febrero.

La medida se coordinó entre el Gobierno y las empresas distribuidoras que operan en las áreas norte y centro del SIC, excluyendo las regiones novena y décima. Según las estimaciones hechas por la autoridad, la baja de voltaje permitiría un ahorro en el consumo de electricidad cercano a 1.5%, lo que posibilitaría absorber el incremento de la demanda hasta que se reincorporara la Central Nahuenco.

Semanas más tarde y por segunda vez desde iniciada la crisis eléctrica, las distribuidoras decidieron, a petición del Gobierno, aplicar una baja de voltaje para mantenerlo en el piso de la banda de variación; es decir, hasta un 7.5% por debajo de los 220 voltios, que se haría efectiva durante la primera semana de abril. La medida permitiría un ahorro de 4 gWh en total, según explicó el Ministro de Energía, Oscar Landerretche. La reserva podrá ser usada para paliar la salida del sistema de la Central Nahuenco y enfrentar un posible déficit. Desde CDEC, en tanto, si bien se reconoció que el suministro quedaba en una situación muy ajustada con la salida de Nahuenco, consideraron que la baja en el voltaje paliaría ese problema porque permitiría acumular una reserva de energía. Incluso dijeron creer que bastaría para enfrentar la jornada del jueves 1° de abril, que por ser día hábil fue considerado como el más crítico.

h) Extensión del horario de verano

Finalmente, otra de las medidas adoptadas por el gobierno para encarar la crisis de suministro eléctrico consistió en la extensión del horario de verano hasta el mes de abril. El ministro Landerretche precisó que junto con el ahorro neto de electricidad que esta medida permite, otro efecto crucial que conlleva es la reducción de la demanda en las horas punta de consumo, principalmente en la noche.

2. Empresas generadoras

Las empresas generadoras emprendieron asimismo un conjunto de medidas de emergencia orientadas a hacer frente a la crisis de abastecimiento eléctrico. En algunos casos, las medidas emprendidas fueron el resultado de las presiones ejercidas por la autoridad pública y probablemente no hubieran sido adoptadas si éstas no hubiesen ejercido tal presión. En otros casos, las medidas adoptadas no corresponden a conductas colectivas de las empresas del sector, sino, más bien, a decisiones de carácter individual que se definen de acuerdo con la posición específica de la empresa en el contexto de la crisis. En ese sentido, el análisis del comportamiento de las principales empresas generadoras durante las semanas más álgidas de la crisis permitió constatar que éstas no lograron configurar una acción colectiva e incluso, en varias oportunidades, sus decisiones fueron contradictorias entre sí y en relación con la entidad autorreguladora (CDEC), lo que contribuyó a acentuar los problemas de coordinación cuyo origen radica en la fuerte transferencia de recursos y de cuotas de mercado que involucra cada decisión en una situación de crisis energética.

La mayor parte correspondió a medidas cuyo objetivo fue restablecer la oferta de energía en el sistema eléctrico de las zonas centro y sur del país, la que resultaba insuficiente para cubrir el nivel de demanda con el que venía operando el sistema. En contraste, las medidas orientadas a disminuir la demanda fueron excepcionales y se limitaron a la búsqueda de acuerdos con los clientes no regulados para reducir su consumo, lo que probablemente obedece a la carencia de estímulos adecuados en el marco regulador del sector que incentive no sólo el ahorro de energía, sino, también, el uso eficiente de la misma.

Entre las principales medidas de acción inmediata destacaron el acuerdo con los grandes clientes no regulados para la disminución de su consumo y la reducción del voltaje de la energía que se les suministraba, la postergación del programa de mantención de las centrales térmicas y la compra de energía a autogeneradoras. Entre las iniciativas individuales destacaron la aceleración de la incorporación de Nehuenco al sistema y la instalación de turbinas en diversas partes del país por parte de ENDESA.

a) Compra de energía a autogeneradores

Uno de los compromisos adquiridos por las empresas generadoras deficitarias consistió en adquirir a terceros generadores la energía faltante para los efectos de cumplir con sus contratos de suministro de electricidad. Esta compra a empresas autogeneradoras, que podía alcanzar un monto máximo de 70 mW de acuerdo con su capacidad de generación, complementaría el efecto de la postergación de los programas de mantenimiento de las centrales térmicas que el Gobierno impulsó entre sus medidas de administración de la crisis como se verá más adelante.

Al comienzo, sin embargo, las empresas deficitarias se mostraron renuentes a cumplir este acuerdo con el Gobierno. De hecho, las autoridades se enteraron que incluso la oferta de energía realizada por la empresa estatal del cobre, Corporación Nacional del Cobre de Chile (CODELCO-CHILE), no encontró compradores inmediatos entre las empresas deficitarias o alguna de sus filiales, a pesar de que el capítulo cuarto del decreto de racionamiento obligaba a el CDEC a facilitar la adquisición de energía a generadores que no integraran el organismo. Días más tarde trascendió sólo la solicitud formal de ENDESA para comprar 16 mW a El Teniente, una de las divisiones de CODELCO-CHILE. La compra de esa energía le evitaría a ENDESA cancelar otro tipo de compensaciones en caso de no cumplir con los contratos adoptados con sus clientes. Asimismo, Colbún informó que debió realizar compras de energía a industriales de gran tamaño con el mismo objetivo.

b) Acuerdo con los grandes clientes

Al desencadenarse la crisis, el entonces presidente del CDEC, Eduardo Ricke anunció su disposición de coordinar a las empresas generadoras para los efectos de acordar entre éstas y sus clientes no regulados una importante reducción del consumo y configurar de esta manera un escenario de administración de la crisis más favorable. Simultáneamente, el presidente del CDEC hizo un urgente llamado a la población para que tomara conciencia de la gravedad de la emergencia que el país vivía y ahorrara electricidad intensamente.

Los resultados de esta disposición no fueron inmediatos y, en conformidad a la información pública que se dispone, tampoco fueron especialmente significativos. Así, por ejemplo, dos semanas después, ENDESA anunció que había acordado con clientes libres una reducción que pudo alcanzar en el mejor de los casos cerca de un gWh al día, lo que contrasta con el consumo promedio diario del SIC en un día normal, ascendente a 70 gWh.

Al acuerdo logrado entre algunas empresas generadoras y clientes libres se agregó el logrado por algunas empresas distribuidoras con grandes clientes. Este acuerdo incluyó además, la reducción de voltaje, lo que permitió mantener el suministro eléctrico sin aplicar cortes en las respectivas zonas de concesión de las empresas distribuidoras. Al respecto, CHILECTRA informó que esta decisión se enmarcaba en la aplicación de las instrucciones que en ese sentido impartió la CDEC-SIC.

c) Postergación del programa de mantención de centrales

Para las autoridades del sector, el desplazamiento de las actividades de mantención de las centrales térmicas para los primeros meses de 1999, cuando decae la demanda eléctrica, constituyó desde los albores de la crisis una condición para mantener el sistema en funciones. Al respecto, la entonces secretaria ejecutiva de la CNE, María Isabel González, sostuvo que si esta reprogramación no se hacía adecuadamente, el racionamiento se prolongaría hasta marzo de 1999, cuando hubiera capacidad adicional en el sistema, como resultado de la instalación de nuevas turbinas por parte de ENDESA, en las ciudades de Quillota, Concepción y La Serena.

En principio las generadoras eléctricas no expresaron una actitud favorable al planteamiento formulado por el Gobierno. Según una nota de prensa difundida por la agencia Reuter, al menos tres generadoras mantuvieron las fechas entregadas en marzo de 1998. Trascendió, sin embargo, que el Ministerio de Economía ratificó su petición a GENER de reprogramar específicamente la mantención de las centrales Ventanas 1 y Nueva Renca, proponiendo que se realizaran hacia fines de diciembre de 1998 y en la temporada alta de verano. Los ejecutivos de GENER respondieron que era difícil aplazar el mantenimiento de la unidad 1 de Ventanas, ya que se corría un serio riesgo de sufrir una falla mayor. La salida del sistema de esta central implicaba poner fuera de servicio 100 megavatios (mW) de potencia durante el mes de diciembre, lo que podría alargar las estimaciones iniciales acerca del fin del período de racionamiento.

Finalmente, GENER acordó con sus empresas contratistas General Electric de Chile S.A. y Bechtel Chile Ltda. postergar las tareas de mantención de la Central Nueva Renca para la última semana del año, que es la de menor consumo. Además, se acordó reducir el período de mantención de once a cinco días, lo que representaba siete días menos de déficit y, por tanto, de racionamiento. La negociación celebrada por GENER permitió que se mantuvieran las garantías. Para este efecto se tuvo en consideración que Nueva Renca había parado un breve tiempo a mediados de 1998, oportunidad en que se efectuó un cambio parcial de piezas que permitía acortar el mantenimiento. El caso de Ventanas 1, sin embargo, era más complejo: esta central es más antigua y tiene una tecnología distinta, lo que determinó adelantar su mantenimiento. A su vez, la salida de Guacolda 1 quedó programada para la segunda quincena de enero y la de Guacolda 2 en febrero.

El ministro Oscar Landerretche informó que se estudiaba junto a Colbún la posibilidad de postergar la salida a mantención de la Central Nehuenco, la que había presentado algunos problemas en su período de treinta días de prueba ininterrumpida y a plena carga. Explicó que la idea era evitar que se agravara la situación de las reservas de agua en los embalses, lo que se lograría si Nehuenco posterga su salida para no coincidir con la mantención de las unidades Guacolda 1 y Guacolda 2 de GENER.

Respecto de la posibilidad de aplazar mantenimientos de centrales, el presidente del CDEC-SIC, Eduardo Ricke, aclaró que ésa es la opinión o intención de una de las empresas del sistema (ENDESA), pero no una decisión oficial, la que se tomaría después de estudiar muy bien los antecedentes.

Posteriormente se llegó a un acuerdo con GENER para retardar por segunda vez la salida de la Central Nueva Renca, aplazándose la fecha de su salida para el 6 y 7 de febrero. Pese a que en diciembre cumplía las 8 000 horas de operación que la obligaban a someterse a mantención por diez días, la Central Nueva Renca aplazó ese proceso hasta junio. El gerente general de Nueva Renca, Héctor Rojas, informó que la mantención de la planta se hará cuando cumpla 12 000 horas de operación. El aplazamiento constituía una señal importante, considerando el peso que tiene Nueva Renca en la generación de electricidad: provee un tercio de la energía que consume la capital, con una capacidad aproximada de 370 mW.

Surgió entonces la necesidad de un nuevo calendario por parte de la autoridad y las empresas, que estableciera en forma ordenada los procesos de mantención a los que deben someterse estas últimas, para evitar que se produzcan trastornos en el abastecimiento. La emergencia provocada por la caída de Nueva Renca llevó a algunas empresas a alterar el calendario de mantenciones de centrales programadas para febrero. La modificación obedece a la necesidad de contar con toda la capacidad operativa de estas centrales ante la eventualidad de que se produzca una nueva falla.

El nuevo calendario incorporó el factor de vulnerabilidad que afecta al sistema eléctrico, lo que implica que debió ser lo suficientemente flexible al estar sujeto a la evolución de la situación de abastecimiento, al cumplimiento de las obras previstas y a que no se produzcan nuevas fallas importantes.

En lo sustantivo, el nuevo programa contempló una reducción en los períodos de mantención de las centrales, posponiendo las inspecciones de mayor envergadura —que por lo general se hacen anualmente— para junio próximo, dado que ese mes hay mayores probabilidades de precipitaciones.

d) Aceleración de ingreso de Nehuenco

Una de las primeras medidas emprendidas por las empresas generadoras para hacer frente a la crisis eléctrica —específicamente Colbún— consistió en apurar el inicio de las operaciones de la Central Nehuenco, cuyo atraso fue identificado como uno de los factores detonantes.

A raíz de las dificultades experimentadas por Nehuenco en relación con su puesta en marcha, se estimó que Colbún dejó de vender energía por montos que oscilan entre 10 y 12 millones de dólares. Además, esta empresa debió comprar en el mercado *spot*, a un alto precio, la energía que no generó pero que había comprometido proporcionar mediante contratos de suministro. Según estimaciones de prensa, esta situación podría agravarse si las instancias judiciales determinan que es posible aplicar el artículo 99 bis de la Ley Eléctrica, sumándose desembolsos de mayores dimensiones. De acuerdo con ello, los clientes de las empresas deficitarias podrían ser resarcidos también por la falla prolongada de una central, entre otros factores.

Colbún optó por presionar a Siemens, la empresa contratista encargada de la construcción de la unidad generadora, lo que condujo a la celebración de un nuevo acuerdo, que comprometió la puesta en marcha de la Central Nahuenco. Siemens comunicó que teniendo en cuenta la situación de desabastecimiento eléctrico del SIC ha “decidido asignarle prioridad absoluta a la producción de energía por parte de la central, para lo cual será puesta en marcha para que en el menor plazo posible comience a aportar energía al sistema”. La medida formó parte de lo pactado por los altos ejecutivos de Colbún y de Siemens en la búsqueda de una solución al retraso de siete meses en la puesta en marcha de la unidad de ciclo combinado de 350 megavatios (mW) de potencia. El acuerdo implicó dejar de lado pruebas y ensayos previos hasta que se superara la crisis energética, lo que habría determinado que la unidad quedara expuesta a sufrir inconvenientes o salidas repentinas de servicio (Araos, 1998d).

El 22 de noviembre se concretó la incorporación de la Central Nahuenco al sistema, la que en su primera semana aportó en promedio 150 mW, aunque no de manera continua. Posteriormente se iniciaría la prueba a plena carga que le permitiría generar 360 mW ininterrumpidamente durante un mes.

e) Instalación de turbinas en Quilleco

En noviembre, la empresa ENDESA anunció la instalación de cuatro turbinas en Quilleco para enero de 1999 como parte de un programa de inversiones orientado a diversificar su capacidad de generación respecto de las fuentes hídricas. La instalación anunciada permitiría una generación ascendente a 155 mW, los que ayudarán a suplir la falta de generación hidroeléctrica.

D. Las respuestas a la crisis de generación eléctrica

En esta sección se analizarán las respuestas desarrolladas por los principales actores involucrados a los problemas de suministro de energía eléctrica, estableciéndose los objetivos perseguidos en la perspectiva de la búsqueda de soluciones de fondo a la crisis del sistema eléctrico chileno y la consistencia de las acciones emprendidas, lo que supone mirar más allá de las medidas adoptadas en relación con la administración. En particular, se analizarán las acciones emprendidas por el Gobierno, las empresas generadoras, el Parlamento y dirigentes de los partidos políticos, y consultores independientes o pertenecientes al mundo académico de mayor relevancia de la sociedad chilena.

1. El gobierno

La respuesta del Gobierno en el largo plazo a la crisis de generación eléctrica ha tenido como objetivo principal cambiar de manera sustancial el escenario normativo e institucional del sector eléctrico. Esto a partir del convencimiento de que la autoridad del sector carecía de los instrumentos jurídicos y normativos necesarios para exigir a las empresas generadoras un desempeño eficiente en una actividad de alta gravitación para el resto de la actividad económica y para la población en su conjunto; que los derechos de los usuarios no estaban debidamente protegidos; y que las sanciones contempladas en la legislación vigente no castigaban en la forma debida la ineficacia sistémica y de cada empresa en particular en el marco de un sistema eléctrico autorregulado e integrado por empresas con intereses económicos contrapuestos. En el cumplimiento de este objetivo principal, las autoridades definieron tres caminos de acción: el fortalecimiento del marco regulatorio del sector eléctrico mediante la introducción de cambios sustantivos a la Ley Eléctrica a través de un proyecto de ley al que el Presidente Frei le asignó carácter de extrema urgencia cuando vio que el problema tendió a agudizarse en mayo de 1999; la aplicación de sanciones a las empresas generadoras de acuerdo al monto máximo que contempla la legislación vigente; y la elevación del nivel de interlocución política del gobierno ante las empresas eléctricas.

a) Fortalecimiento del marco regulatorio e introducción de cambios a la Ley Eléctrica

Una semana después de haberse detonado la crisis de suministro eléctrico, Oscar Landerretche, en ese entonces Ministro (subrogante) de Economía, anunció el pronto envío al Congreso de un proyecto de ley orientado a reforzar la regulación del sector eléctrico por la vía del fortalecimiento de las atribuciones de la SEC, la elevación de las multas al nivel del contemplado en el marco regulatorio de las empresas sanitarias —de reciente promulgación— y la definición de mecanismos que permitan eliminar situaciones de conflicto comerciales entre las empresas generadoras. Asimismo, el personero anunció el envío simultáneo de la iniciativa legal que reglamentaría el arriendo de los medidores y de otros servicios prestados a los usuarios por las empresas distribuidoras. Con esta iniciativa, el Gobierno buscaba poner término a situaciones que caracterizó de cobro indebido y abusivo al tratarse de transacciones realizadas a precio libre en condiciones de monopolio, en la cual el usuario carecía de toda protección. Landerretche reiteró que el Gobierno no ha descartado ninguna acción legal en contra de las empresas generadoras, incluyendo la aplicación de la Ley de Seguridad Interior del Estado.

Luego de ser investido como Ministro Presidente de la CNE, Oscar Landerretche informó que junto con enviar al Parlamento los proyectos de ley anunciados, la autoridad iniciaría un estudio para efectuar cambios más estructurales a la legislación eléctrica. El nuevo ministro recalcó que los propios ejecutivos de las empresas eléctricas habían reconocido que la legislación vigente contenía vacíos e imperfecciones, como se ha podido comprobar en esta emergencia (Olate, 1998a).

A finales de noviembre, por intermedio del recién designado Ministro Presidente de la CNE, el Gobierno precisó el carácter del proyecto de ley que estaba preparando. De acuerdo con lo expuesto por Landerretche, el proyecto no constituiría una reforma de la legislación existente, sino medidas inmediatas que le permitan al Gobierno disponer de más instrumentos para fiscalizar y fortalecer la aplicabilidad de la regulación, tales como dotar de mayores atribuciones a la SEC y establecer multas más elevadas para las empresas eléctricas que incurrieran en conductas ineficientes (Landerretche, 1998).

La creciente demora en el envío de los proyectos anunciados se debió a diferencias respecto de qué materias debía abordarse en la iniciativa que se enviaría al Congreso para su tramitación. Mientras un sector intentaba incluir modificaciones de fondo a la ley eléctrica en vigor, otro se oponía a que se tomaran decisiones trascendentales mientras las empresas generadoras estuvieran operando en el marco de un decreto de racionamiento y con la amenaza permanente de nuevos déficit.

Sin embargo, el Gobierno concretó el 16 de diciembre la presentación en la Cámara de Diputados de los dos proyectos de ley anunciados con antelación. El primero, enviado con urgencia simple (30 días), propuso fortalecer la fiscalización que ejerce la SEC, y elevar las multas máximas a montos equivalentes a 6.06 millones de dólares (en contraste a los 26 mil dólares contemplados en la legislación vigente); el segundo permitiría a la autoridad fijar los precios y tarifas de los servicios relacionados con el suministro eléctrico, como el arriendo y conservación de medidores, en consideración a que las condiciones de mercado eran percibidas como insuficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.

Los cambios que se postularon en el proyecto de ley, además de la elevación de las multas, tienen relación directa con la SEC, la que en determinadas condiciones es autorizada a recurrir a la fuerza pública (véase cuadro 2). Asimismo, puede dictar normas de carácter general que complementen disposiciones legales y reglamentarias vigentes; interpretar la legislación sectorial; en casos calificados solicitar auditorías externas financiadas por las mismas empresas fiscalizadas, y dar a sus fiscalizadores el carácter de ministros de fe. En cuanto a las indemnizaciones por cortes en el suministro del servicio eléctrico, si bien el proyecto no otorgaba facultades a la SEC para iniciar un

proceso civil con ese fin, contemplaba que la interrupción del suministro por falla en el sistema era una causal de sanción, estableciendo que la multa por fallas en el suministro podía ascender al duplo del valor de la energía no suministrada, a costo de racionamiento. Si hay agravantes, como el interés de lucro, se suma una multa equivalente al doble del beneficio por la falla producida. Además, el proyecto contemplaba la aplicación de multas cuando las empresas proporcionen información falsa, errónea o incompleta.

En conformidad a la estrategia anunciada por el Gobierno a fines de noviembre, el Ministro de Economía, Jorge Leiva, anunció que la ley eléctrica sería modificada progresivamente en los aspectos que se considere necesario, dejando entrever que no constituía un objetivo del Gobierno abrir un proceso global de modificación del marco regulatorio que podría demorar más de lo necesario dada la complejidad del negocio eléctrico. Según Leiva, uno de los temas que serían abordados de esa forma es aquel que se refiere al funcionamiento de las CDEC, en el que existen notorios vacíos e inconsistencias normativas de carácter legal y de procedimiento administrativo.

Posteriormente, el Ministro de Energía ratificó los anuncios de Leiva, señalando que el Gobierno enviaría al Congreso el proyecto de ley para modificar la normativa eléctrica vigente sólo una vez que pudiera superarse la actual crisis eléctrica. A juicio del personero, en la opinión del Gobierno la discusión en torno a esta materia no debía centrarse en que el sector eléctrico requiere de mayor o menor cantidad de regulación, sino de cómo mejorar la que ya existía. En tal sentido, el ministro Landerretche anunció que algunos de los aspectos que serían abordados se relacionan con los mecanismos de solución de las divergencias, las que son cada vez más frecuentes entre los generadores eléctricos, toman tiempo en resolverse y en una emergencia ese procedimiento se ha revelado como inoperante.

Otro de los aspectos mencionados por el ministro Landerretche se relacionó con la operación de las CDEC, destacando que en el caso del SIC esta función fue entregada por las empresas integrantes del CDEC a una empresa transmisora, Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (TRANSELEC), filial de uno de los generadores principales (ENDESA). Esto ha producido toda clase de conflictos, que el Gobierno buscó resolver por la vía reglamentaria, independizando dicho organismo para que responda al conjunto de las generadoras. El plazo para iniciar este funcionamiento independiente se fijó el 1° de enero de 1999, aunque el propósito del Gobierno era incluir también un perfeccionamiento del funcionamiento de las CDEC en todos sus aspectos en la reforma legal que el Ejecutivo estaba preparando.

Como se verá en la sección siguiente, la reacción de las empresas evolucionó desde una tibia aceptación a algunas de las propuestas incluidas en los proyectos de ley hacia un categórico rechazo ulterior. Así, por ejemplo, Juan Antonio Guzmán, gerente general de GENER, inicialmente aceptó incrementar las penalidades, pero las condicionó a la prestación de un servicio de mejor calidad. Al respecto hizo ver que aunque hasta entonces no había compartido la idea de modificar la legislación eléctrica en el convencimiento que por la vía reglamentaria se podían perfeccionar algunos aspectos, no podía estar en desacuerdo con incrementar las penalidades, pero siempre y cuando reflejen un cierto nivel de calidad de servicio al usuario.

Posteriormente, sin embargo, las empresas generadoras se manifestaron disconformes con el alza de las multas y la mayor fiscalización contempladas en el proyecto de ley. La crítica al mismo fue expuesta por los representantes de las empresas generadoras ENDESA y GENER durante la reunión sostenida en marzo de 1999 con los parlamentarios integrantes de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados, quienes estaban abocados al estudio del proyecto en cuestión. Los ejecutivos de ambas empresas sostuvieron que los valores de las multas resultaban excesivos, ya que la mayoría de las fallas producidas se sucederían por hechos fortuitos y no por incompetencia de la empresa. Otro de los puntos que los representantes de las empresas generadoras pusieron en cuestión fue el de la existencia de un ministro de fe en la fiscalización e investigación de los hechos que causen

fallas dentro del sistema de abastecimiento, el que —de acuerdo a lo estipulado en el proyecto— debe ser un funcionario de la administración pública. En este aspecto, los empresarios señalaron que la preeminencia de los funcionarios del sector público dejaba en desmedro la fiscalización efectuada hasta ahora por la SEC, relacionada directamente con las entidades.

A su vez, el presidente de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, Waldo Mora, catalogó como “restrictivo” el proyecto de ley enviado por el Ejecutivo para su tramitación.

Cuadro 2

LOS CAMBIOS DEL MARCO LEGAL DE LA ACTIVIDAD ELECTRICA

Antes	Ahora
(a) El máximo de las multas alcanzaba a 500 Unidades Tributarias Mensuales (UTM), (cerca de 13 millones de pesos), y las empresas podían apelar sin dejar en consignación parte del monto.	(a) Se establecen distintos rangos de sanciones de acuerdo a su gravedad, donde el tope de multas es de 10 mil UTM (cerca de tres mil millones de pesos). Para apelar las empresas deben dejar el 25% del monto en consignación.
(b) No existía.	(b) Se establece la obligación para las empresas de entregar a la autoridad información de hechos esenciales aún sin que ésta lo solicite
(c) Las empresas sólo tenían obligación de exhibir documentos requeridos por la autoridad, e incluso podían no entregar copias de ellos.	(c) La SEC puede determinar los métodos y mecanismos de entrega de información por parte de las empresas (por ejemplo, una copia a través de correo electrónico).
(d) La SEC sólo podía efectuar auditorías con cargo a su cuenta, lo que en la práctica no ocurría.	(d) Ante dudas fundadas de la autoridad, se faculta a la SEC para que disponga una auditoría técnica independiente con cargo a las empresas.
(e) Sólo podían acordar ciertas medidas, sin obligar	(e) En época de racionamiento la SEC puede ordenar la eliminación de consumos prescindibles (letreros luminosos, espectáculos nocturnos, etc.)
(f) Ley establecía que en caso de una sequía más aguda que la de 1968 se eximía del pago de compensaciones, y que un segundo año de sequía no podía establecer compensaciones más altas que el primero.	(f) Se eliminan las limitaciones que establecía la ley para el pago de compensaciones en situaciones de fuerza mayor.
(g) No existía	(g) Se agregan compensaciones en tiempos normales, las cuales operarán de manera automática, por ejemplo, en el caso de los usuarios residenciales se incorporará el pago directamente en la cuenta.

Fuente: SEC.

El parlamentario dijo que, en su opinión, dicho proyecto de ley entregaba demasiadas atribuciones a la SEC y que por esta razón se hacía necesario escuchar las opiniones de los empresarios involucrados en el área para determinar hasta qué punto esta situación podría entorpecer el funcionamiento de las empresas generadoras. Al respecto dijo que uno de los puntos en los que se discutió ampliamente el tema se refiere a la asignación de multas. Sobre esta materia

señaló que dicho punto requerirá de un mayor análisis para determinar si efectivamente cumplirá las expectativas iniciales del cuerpo legal, que es principalmente potenciar el funcionamiento de dichas empresas. Mora añadió que tales restricciones podrían crear un efecto contrario en el sector, evitando con esto la incorporación de nuevos capitales al área y futuras inversiones de nuevas empresas que deseen participar del rubro, por encontrarse el área demasiado controlada por la autoridad. También el diputado señaló que el proyecto enviado para efectuar su aprobación carece de claridad y requiere de especificaciones técnicas para ser considerado como un cuerpo legal eficiente. Destacó que en el caso de la fijación de multas, coincide con los empresarios en la necesidad de crear una clasificación de las mismas, de modo de graduar los montos a pagar de acuerdo a la falla y al efecto que ésta haya producido en el sistema.

La posición de las empresas generadoras y del diputado Mora no encontró un respaldo mayor entre los demás parlamentarios, incluyendo a representantes de partidos opositores a la coalición de gobierno, los que concurrieron con su voto para modificar el marco regulatorio de la actividad eléctrica. El 2 de junio de 1999, el Presidente Frei promulgó una nueva ley eléctrica que asignó mayores atribuciones a la SEC, junto al aumento de las multas y las compensaciones para los usuarios, estas últimas incorporadas en el curso del debate parlamentario luego de la alocución del Presidente Frei a la ciudadanía a mediados de mayo, cuando la crisis de generación se intensificó con nuevos cortes de suministro, los que significaron que se debilitara más aún la posición de las empresas generadoras.

Durante la ceremonia de promulgación, el Presidente Frei resaltó que la elaboración de una nueva ley eléctrica se había hecho necesaria porque la privatización de las empresas del sector que se realizó en la década de los años ochenta no contó con un marco regulatorio adecuado. Ahora, sin embargo, “los ciudadanos y el país cuentan con una normativa legal que defiende sus intereses y protege sus derechos”, en la opinión del presidente. En esa línea, el jefe de gobierno puntualizó que ahora el Estado dispone de instrumentos eficaces para exigir a las empresas el cabal cumplimiento del papel de servicio público que el país y la sociedad le han asignado. Asimismo, destacó como una poderosa señal para las empresas, el aumento de las multas para las que no cumplan con su obligación de proveer el servicio, como también el que los consumidores podrán ser resarcidos en caso de suspensión del suministro. El Presidente Frei agregó que con esta nueva legislación se refuerza la capacidad del Estado para exigir un funcionamiento transparente de las empresas. Concluyó señalando que con la nueva normativa se busca evitar la repetición de situaciones en las que las empresas demoren en explicar de modo razonable y satisfactorio a la población el origen de las fallas de los cortes de suministro eléctrico.

b) Aumento del nivel de interlocución política del gobierno ante las empresas

Una segunda línea de acción del Gobierno fue aumentar el nivel de interlocución política ante las empresas eléctricas, especialmente las generadoras. Pocos días después de haberse desencadenado la crisis de suministro eléctrico, en noviembre de 1998, el Gobierno decidió nombrar al subsecretario de Economía, Oscar Landerretche, como Ministro Presidente de la CNE para enfrentar la crisis. Con ello se revertía la decisión presidencial de suprimir el cargo, lo que hasta entonces había significado delegar en el titular del Ministerio de Economía la presidencia de la CNE y la gestión efectiva de este organismo en su Secretario Ejecutivo.

Entre las funciones especiales encargadas al nuevo ministro, se cuentan la de coordinar ahorros de energía, obtener el cumplimiento de los compromisos asumidos por las empresas generadoras y distribuidoras, y que las medidas de emergencia impacten lo menos posible en las áreas de salud, abastecimiento de agua potable, transporte y de telecomunicaciones.

El gerente general de GENER, Juan Antonio Guzmán, calificó como positivo que el Gobierno asumiera, en el marco de la crisis eléctrica, una posición que calificó de mayor liderazgo. Al respecto, consideró que la designación del Subsecretario de Economía como Ministro Presidente de la CNE era muy oportuna. Dijo que en un momento difícil como éste, Landerretche había demostrado capacidad de conducción y coordinación del sector para que no se continuaran creando falsas expectativas, pues “mientras no llegue la nueva temporada de lluvias estaremos en una situación complicada”, afirmó (Guzmán, 1998).

c) Aplicación de sanciones a empresas generadoras por incumplimiento normativo

La tercera línea de acción del Gobierno fue la aplicación de sanciones a las empresas generadoras por incumplimiento normativo, mediante la cual el Ejecutivo entregaba una clara señal al país y a los usuarios sobre su disposición respecto de los problemas suscitados por las empresas generadoras, a pesar de que el monto de las multas contemplado en el marco regulatorio en vigor constituyera más una sanción moral que económica.

A comienzos de enero, la SEC formuló cargos a las empresas de generación eléctrica del SIC y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) por el incumplimiento del plazo establecido por el nuevo reglamento que rige al sector para funcionar de manera autónoma. Juan Pablo Lorenzini, titular de la SEC, explicó que de acuerdo a la normativa que rige al sector desde noviembre de 1998, las empresas debían tener formado de manera independiente y funcionando una CDEC para coordinar el sistema eléctrico a partir del 1º de enero de 1999.

Lorenzini comunicó que la superintendencia había solicitado a las empresas generadoras que especificaran cuando sería implementada definitivamente dicha entidad, lo que probablemente sería en mayo. Mientras tanto, las empresas presentaron los descargos correspondientes a la superintendencia del ramo.

Posteriormente, la SEC multó a ENDESA en el monto máximo de 13 millones de pesos luego de finalizar la investigación iniciada en julio de 1998 debido a la operación fuera del programa del CDEC que la Central El Toro hizo el 10 de julio de 1998, cuando en vez de entregar al SIC los 2 830 mWh pactados, suministró un total 4 857 mWh, consumiendo recursos hídricos que en ese momento eran escasos y contribuyendo, por tanto, a aumentar la precariedad del sistema. A juicio de la autoridad, la eléctrica contravino la normativa vigente.

La resolución adoptada por la SEC se basó en la norma que establece que cualquier cambio en los programas de generación debe ser discutido por todos los integrantes del CDEC y no, como ocurrió en esa ocasión, en forma unilateral. El punto más sensible de las investigaciones que lleva acabo la SEC es que, en el caso de ENDESA, la sanción podría derivar en una presentación a la Fiscalía Nacional Económica, ya que la eléctrica ejerce el doble papel de generadora y coordinadora del suministro a través del despacho en tiempo real, situación que se traduce “en un abuso de posición dominante y vulnera la libre competencia”.

Por su parte, ENDESA manifestó su completo rechazo a la sanción, de la cual apeló, calificándola de “incorrecta”, ya que la operación se realizó de acuerdo a los reglamentos y normas vigentes. Señaló que “a partir de las 12:59 horas, atendiendo al acuerdo de ENDESA con el MOP, que permitía utilizar un mayor recurso hidráulico desde el Lago Laja, la Central El Toro aumentó su generación desplazando unidades cuyo costo operativo era mayor. Una vez analizados los respectivos antecedentes, los integrantes del CDEC-SIC aprobaron por unanimidad esta operación”.

Además, la SEC presentó cargos en contra de Eléctrica Santiago ELECSA y Cía, Ltda. por la presunta responsabilidad que le pueda caber por la caída de la Central Nueva Renca ocurrida el lunes 8 de marzo. Según el titular de la SEC, Juan Pablo Lorenzini, la generadora justificó la salida

de la central señalando que “al efectuar labores de mantenimiento en un tablero de control, se reemplazó una ampolleta, que no funcionaba adecuadamente, la que se rompió y produjo un corto circuito en su filamento, que activó a su vez el mecanismo que dejó a la central fuera por más de dos horas”. Lorenzini afirmó que las explicaciones de GENER fueron poco satisfactorias, motivando por ello la presentación de los cargos.

Por otra parte, la Dirección Nacional del SERNAC presentó 22 demandas contra empresas eléctricas en la Región Metropolitana y otras 21 en las demás regiones del país por transgresiones a los artículos N° 23, 25 y 46 de la Ley N° 19 496, sobre Protección de los Derechos de los Consumidores.¹¹

2. Empresas generadoras

a) Desarrollo de inversiones paliativas de la sequía

Algunos días después de desencadenarse la crisis, las generadoras que fueron identificadas en el curso del debate como responsables de la crisis energética anunciaron nuevas inversiones en el sector orientadas a aumentar su capacidad de generación. Estos anuncios fueron realizados por el grupo de empresas ENDESA, especialmente por los ejecutivos de la empresa matriz. Simultáneamente ENDESA reimpulsó la única campaña de ahorro de energía puesta en marcha por el sector privado en el contexto de la crisis, lo que deja entrever el esfuerzo desplegado por sus ejecutivos para proyectar una imagen de alta sensibilidad y responsabilidad por parte de esta empresa respecto de los problemas que afectaban al país en materia energética y contribuir de este modo a atenuar la percepción sobre su cuota de responsabilidad en el desencadenamiento de la crisis.

Esta conducta no fue imitada, sin embargo, por el resto de las empresas generadoras. En el caso de GENER, porque sus ejecutivos deslindaron cualquier responsabilidad en el devenir de la crisis, la que adjudicaron a las empresas de generación hídrica. En el caso de Colbún, porque sus ejecutivos definieron una estrategia de acción más confrontacional, según la cual no sólo se responsabilizó del atraso del inicio de las operaciones de la Central Nehuenco a la empresa contratista (Siemens), sino, además, se culpó a las autoridades de gobierno de no entregar las señales de precio (aumento del precio de nudo) que incentivarán la mayor participación privada en el sector.

En este marco de estrategias diferenciadas, ENDESA anunció inversiones por 150 millones de dólares para hacer frente a la crisis, tanto en lo que se refiere a la ejecución de acciones inmediatas orientadas a paliar su déficit de generación como de adquisición de activos fijos de generación no hídrica que respaldaran su posición en el mediano y largo plazo. Según lo anunciado, estas inversiones se financiarían mayoritariamente con créditos proporcionados por algunos de sus proveedores. El monto contempla la instalación de turbinas en diversas ciudades del país y la compra de energía a algunas de las empresas autogeneradoras, tales como CODELCO-CHILE y la Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC).¹²

¹¹ Las empresas eléctricas de la Región Metropolitana que fueron demandadas por el SERNAC con una demanda son: Eléctrica Lo Barnechea, Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., Empresa Eléctrica de Colina S.A., Empresa Eléctrica Guacolda S.A., Empresa Eléctrica Municipal de Til-Til, Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., ENDESA S.A., GENER S.A., SAESA S.A., y Sociedad Eléctrica Pirque S.A. y Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.(distribuidora). Compañía Eléctrica Río Maipo S.A. (dos demandas), y CHILECTRA S.A. (9 demandas), En regiones, las empresas eléctricas que se encuentran en esta situación con una demanda son:, EMELAT S.A., Empresa Eléctrica de Talca EMETAL S.A., Empresa Eléctrica de Energía Casablanca S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., COPELAN Ltda., COPELEC Chillán Ltda., Frontel S.A., y Sociedad Austral de Electricidad S.A. La Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule EMELECTRIC S.A. (dos demandas), Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica CONAFE S.A. y Cooperativa Eléctrica Curicó (tres demandas), y Compañía General de Electricidad (CGE) (cuatro demandas).

¹² Algunas turbinas serían instaladas en Quillota, que aportarían 155 mW entre fines de diciembre de 1998 y principios de enero de 1999; además se trasladarían otras turbinas desde Mejillones a La Serena por otros 75 mW, lo que debería ser aprobado por las

Cabe destacar que sólo parte de las inversiones anunciadas por ENDESA serían transitorias. Otras, como las cuatro turbinas por un total de 100 mW que se están instalando en la subestación Charrúa, se utilizarán para las emergencias en Chile o en otros países. Asimismo, la empresa estaría negociando la compra de otras turbinas que implicarían 50 mW adicionales y que serían instaladas posiblemente al sur de Charrúa. Una vez instaladas, en marzo de 1999, el costo medio de operación de ENDESA será inferior al de GENER en su conjunto, por lo cual se aseguraría que la energía aportada por esos equipos generadores se despacharía al sistema.

Por su parte, Colbún definió el año 1999 como un período de maduración de sus proyectos en ejecución, situación que la llevó a posponer la materialización de nuevas iniciativas. El tema de fondo parece radicar en el hecho de que Colbún ha debido resistir magros resultados en los tres últimos años, cuando el grupo controlador formado por Tractebel S.A./N.V., IBERDROLA, la familia Matte y Empresa Nacional del Gas (ENAGAS) tomaron las riendas de la compañía. A septiembre de 1998 las pérdidas de Colbún ascendían a 130 millones de pesos, debido a la baja productividad de sus centrales hidroeléctricas, especialmente Colbún (400 mW), afectadas por la sequía, y al retraso de varios meses en la puesta en marcha de su central de ciclo combinado Nehuenco. La disminución de la rentabilidad de la empresa determinó que se postergara la construcción de la Central Quilleco, unidad de generación hidráulica de 67 mW que representa una inversión proyectada por 80 millones de dólares, incluyendo la línea de conexión. Según declaraciones a la prensa, los ejecutivos de Colbún estiman que frente a los bajos precios de la energía, las nuevas disposiciones reglamentarias y la oferta proyectada para los próximos años, la construcción de Quilleco no resultaría rentable. Asimismo, otros proyectos que estaban en etapa de prefactibilidad, también fueron diferidos. Uno de ellos es el proyecto El Manzano, central que también tenía una potencia de 80 mW.

En el marco de la estrategia definida por los ejecutivos de Colbún, su gerente general Francisco Courbis interpretó el deterioro de su empresa y la decisión de postergar indefinidamente las inversiones que la empresa había anunciado. En su opinión el precio de nudo ya no es el parámetro que se estaba contemplando por las empresas del sector para tomar las decisiones de inversión, sino la percepción de cuán técnicamente el Gobierno estaba actuando en la fijación del mismo. Courbis indicó que la compañía generadora había decidido postergar sus inversiones y retrasar una serie de proyectos que estaban en carpeta debido a la percepción de que la autoridad había adoptado una posición política en temas de orden técnico.

Las declaraciones de Courbis resaltaron asimismo un segundo elemento que explica las dificultades de Colbún, el que se vincula a la existencia de barreras de entrada al sector. Según Courbis ya no existen en el país grandes derechos de agua que permita a la compañía desarrollarse por la vía hidráulica, los que en su mayoría estarían en poder de ENDESA. Además, señaló que la recaudación de las centrales que actualmente es posible proyectar, de acuerdo a la disponibilidad de recursos hídricos y a los cambios producidos en el parque generador con la incorporación de centrales de ciclo combinado a gas natural, tampoco hace posible construir grandes centrales de embalses, todo lo cual se confabula en contra de los programas de inversión previamente anunciados.

En la misma dirección, la empresa GENER ha indicado que la incorporación de una nueva central de ciclo combinado al SIC el 2001 sería postergada hasta el 2003. La nueva central tendría una capacidad de 350 mW y representaría una inversión cercana a los 180 millones de dólares.

En definitiva, la mayor parte de las empresas generadoras no prevén aportes adicionales de generación al SIC como medida preventiva en caso de que 1999 se presente nuevamente como un año hidrológicamente seco, pese a que la CNE ha solicitado a las compañías la instalación de nuevas

autoridades, y se instalarían algunas turbinas Diesel por 200 mW en Concepción, que en el futuro podrían readecuarse para operar con gas natural del Gasoducto del Pacífico.

unidades adicionales a los 600 mW que ENDESA tiene en proceso de instalación. En este contexto, la autoridad criticó la poca capacidad de colaboración de las compañías frente a la crisis energética.

b) Renuencia a poner en ejecución medidas acordadas con la autoridad

Como quedó en evidencia en el análisis de las medidas de acción inmediata que fueron adoptando el Gobierno y las empresas generadoras para administrar la crisis de suministro eléctrico, la recurrente disconformidad que éstas manifestaron a las medidas dispuestas por la autoridad pública se configuró en una respuesta más global a la crisis por parte de las generadoras. Esta se caracterizó por la renuencia a poner en ejecución las medidas acordadas con la autoridad por intermedio del CDEC o impulsadas directamente por el Gobierno, el que debió increpar duramente a las empresas del sector en más de una oportunidad o amenazar con la aplicación de la Ley de Seguridad Interior del Estado debido a la “imprevisión e incompetencia para manejar el problema por las empresas generadoras”, al decir del entonces subsecretario de Obras Públicas, Guillermo Pickering.

La primera señal en este sentido la proporcionó el ministro Landerretche, cuando señaló que, a su juicio, “no todos han hecho lo que era posible para minimizar la actual situación”. El personero de gobierno aludía con ello a la renuencia de las empresas generadoras para comprar energía a los autoprodutores (CODELCO-CHILE, PETROX S.A. Refinería de Petróleo, Refinería de Petróleo Concón S.A. (RPC) y Compañía de Teléfonos de Chile (CTC), entre otras empresas) que podían aportar alrededor de 70 mW adicionales al sistema, pese a que en el artículo 4° del decreto de racionamiento se obligaba a el CDEC a facilitar la transacción entre las empresas que tenían déficit de generación y los autoprodutores. Las empresas deficitarias sólo habían optado por comprar energía, en la medida de lo posible, a las empresas termogeneradoras excedentarias a precios del mercado spot, más bajos que los solicitados por los autoprodutores.

Una segunda señal la constituyó el incumplimiento del acuerdo, por parte de las empresas generadoras, de constituir el Directorio del CDEC en situaciones de falla. Los nuevos cortes de suministro que se produjeron el 20 de noviembre a raíz de la caída de la Central San Isidro y la tardanza en resolver el problema demostraron que el Directorio del CDEC no estaba constituido y, por tanto, la falta de cumplimiento de las empresas a los compromisos adquiridos (Araos, 1998a).

Asimismo, las empresas termoeléctricas se mostraron renuentes a posponer las actividades de mantenimiento de sus centrales, lo que obligó al gobierno a desplegar una intensa negociación sobre esta materia según se pudo ya verificar. El principal argumento de las empresas consistió en advertir que la decisión de postergar la mantención de las centrales termoeléctricas aumentaba la probabilidad de fallas mayores, las que resultaban de más difícil solución.

c) Oposición a disposiciones contenidas en el marco regulatorio

De modo concordante con la renuencia a poner en ejecución las diversas medidas dispuestas por el Gobierno para hacer frente a la crisis, las empresas generadoras expresaron también una particular interpretación de las disposiciones establecidas en la Ley Eléctrica, lo que contribuyó en varias ocasiones a acentuar los problemas de coordinación entre las empresas eléctricas y la autoridad, por un lado, y entre las empresas generadoras, por el otro. Tales problemas de coordinación dejaron entrever las dificultades crecientes de la autoridad política —más allá del organismo fiscalizador— para aplicar incluso algunas de las débiles normas contempladas en el marco legal en vigor eléctrico chileno por sobre la voluntad de las empresas.

En primer lugar destacó la negativa de ENDESA de declararse empresa deficitaria conforme lo dispone la Ley Eléctrica en aquellas situaciones en las que una empresa no logra generar los aportes de energía que ha comprometido. El Gobierno precisó que la negativa de ENDESA a

reconocerse empresa deficitaria se había constituido en el principal problema inmediato que debía resolverse entre las muchas dificultades que enfrentaba la generación de electricidad en el país. Las autoridades anunciaron la presentación de cargos contra esta empresa, a fin de iniciar los procedimientos de sanción que podrían derivar en una multa de hasta 500 UTM (aproximadamente 25 mil dólares) y llamaron a que esta empresa actuara con mayor ética. A su vez, los ejecutivos de ENDESA argumentaron que la condición de esta generadora no era deficitaria al haber contratado la energía faltante con su filial San Isidro. Esta explicación no fue aceptada por la SEC, la que asume que esta central estaba a prueba y en dicha calidad no había sido incorporada al sistema y estaba todavía bajo la responsabilidad de terceros, debido a lo cual no correspondía que ENDESA se autocalificara de empresa excedentaria.

La oposición de las empresas deficitarias a reconocer tal calidad (Colbún y ENDESA) tiene su origen en el alto costo que dicho reconocimiento les implica al obligarse a pagar a las empresas excedentarias la energía faltante a precios de costo de falla. El cambio de condición significaba, en términos concretos, que ENDESA y Colbún deberían duplicar su desembolso para comprar energía a las empresas con excedente. Además, su menor oferta las obliga a no suministrar a una parte de sus clientes como efecto del decreto de racionamiento que ordena la comercialización de electricidad en situaciones de escasez, lo que no sólo disminuye sus ventas e ingresos operacionales, sino además, las obliga a compensar, en principio, a las generadoras con excedente por sus menores ventas que dispone el plan de contingencia y a sus clientes por la energía no suministrada (Araos, 1998b).

Asimismo, las empresas generadoras emprendieron un conjunto de acciones que expresaron un rechazo de facto al decreto de racionamiento dispuesto por el Gobierno en conformidad a las facultades que le asigna la Ley Eléctrica en situaciones de falla. El ministro Landerretche, identificó hechos tales como el ocultamiento de información, la negativa a adquirir energía a autogeneradores y el retiro de centrales del sistema eléctrico sin medir los efectos sobre la estabilidad y seguridad del sistema como aspectos relevantes de la conducta de las empresas generadoras luego de decretarse el racionamiento.

Del mismo modo, las empresas generadoras con déficit de energía rechazaron el pago de compensaciones. El gerente general de ENDESA, Jaime Bauzá, destacó sobre esta materia en particular que a pesar de la situación deficitaria en la que se había situado ENDESA, a ésta no le correspondería hacer estos pagos, ya que la compañía se había visto enfrentada a una situación de sequía extrema, superior a las estadísticas contempladas en la normativa para estos reembolsos. A su vez, CHILECTRA anunció que no consideraba pagar compensaciones a los usuarios afectados por los cortes de luz, ya que eran las compañías de generación eléctrica las causantes del problema. Por su parte, los ejecutivos de la generadora Colbún calificaron de “improcedente” la entrega de compensaciones a raíz de la crisis eléctrica.

Para ENDESA y Colbún su negativa a pagar compensaciones está ligada, sin embargo, a aquella que se refiere al costo de falla. Ambas empresas argumentaron que si no cabe el pago de compensaciones por motivo de fuerza mayor, como lo confirmaron algunas autoridades del Gobierno —subrayaron—, entonces tampoco correspondería pagar el costo de falla por la energía comprada en el mercado *spot* durante el período de racionamiento por la misma causa de fuerza mayor (Araos, 1998e).

GENER, principal empresa con excedentes, reaccionó pidiendo al Ministro de Economía que dirimiera la divergencia surgida sobre esta materia. Según señaló el principal ejecutivo de esta empresa, Juan Antonio Guzmán, le resultaba impensable que cuando el sistema estaba en situación de falla no fuese el precio a costo de falla el valor al que se transara la energía en el mercado *spot*. Asimismo reconoció que antes de la aplicación del decreto no habían existido mayores

divergencias sobre los precios de la electricidad que ENDESA había estado comprando, pero que a partir del dictado de dicho decreto la divergencia se había acentuado (Guzmán, 1998).

Landerretche se refirió a la divergencia que debía resolver el Ministerio de Economía, señalando que las empresas que tenían déficit respecto de sus contratos debían hacer todos los esfuerzos para reponer la capacidad de generación como condición de funcionamiento del sistema y del modelo eléctrico que el país ha adoptado, lo que a su vez depende de la señal de precio que se establezca. De acuerdo con ello, esta señal de precios debía ser el costo de falla de modo de estimular la producción de la energía faltante por parte de los generadores que no están despachando al sistema en función de sus altos costos.

El anuncio de Landerretche, que anticipó la decisión del Ministro de Economía, molestó a los ejecutivos de ENDESA. El gerente del área eléctrica de la compañía, Juan Eduardo Vásquez, incluso llegó a decir que “el ministro no debería emitir opiniones si no conoce los antecedentes” (Araos, 1998g). Además, el presidente del directorio de ENDESA, José Antonio Guzmán, le expresó por escrito al ministro Landerretche su disconformidad con los anuncios realizados por el personero. En la carta dada a conocer a los medios de prensa, Guzmán previene a Landerretche del riesgo de perpetuar la crisis energética al crear incentivos inadecuados para los generadores excedentados con el objetivo de incorporar al servicio toda la capacidad térmica instalada. Asimismo, el gerente general de ENDESA, Jaime Bauzá, informó que ENDESA impugnaría una eventual decisión del Ministro de Economía si dicha autoridad decide que en el actual escenario de escasez eléctrica, la generadora debe cancelar a costo de falla la energía que adquirió después de la dictación del decreto de racionamiento.

Los ejecutivos de Colbún expresaron una opinión similar a los de ENDESA. Señalaron que la actual sequía corresponde a una situación excepcional, de fuerza mayor y, por lo tanto, no debía regir ni el costo de falla ni el pago de indemnizaciones. Con respecto a la opinión del Ministro de Energía, los ejecutivos le restaron importancia, adjudicándole un carácter preliminar. Además, señalaron que existe otra señal económica distinta del costo de falla, el precio *spot*, que se refiere al valor de transferencia de energía entre generadores, que podría resolver mejor el problema de largo plazo. En este sentido, propusieron que la autoridad modificara los precios de nudo de manera que las tarifas reflejaran esa situación. En su opinión esa debía ser la señal de precio que las empresas requerían para definir cómo ajustan su energía contratada o sus planes de inversión.

A pesar de las presiones empresariales, el informe técnico que elaboró la CNE sostuvo que si se aplica en rigor la normativa que rige al sector eléctrico, los generadores deficitarios deberían cancelar al precio del costo de falla la energía que compraron en el mercado durante el período en que ha habido déficit, se trate de cortes al suministro o restricciones del tipo baja de voltaje.

En este contexto, el Ministro de Economía, Jorge Leiva, tomó la decisión de ocupar el plazo completo que le confiere la ley para pronunciarse sobre la divergencia que le presentaron las empresas eléctricas. A mediados de enero, algunos expertos expresaron su preocupación por la falta de una resolución gubernamental respecto del costo de falla, dado que la permanencia de esa incertidumbre desincentivaba el ingreso de aportes adicionales de energía producida por empresas más pequeñas. Los expertos señalaron que mientras la autoridad no se pronuncie al respecto, ya sea señalando que no corresponde pagar costo de falla o fijando un precio definitivo, seguirían al margen del sistema alrededor de 40 mW, lo que no contribuía a dar mayor seguridad al sistema.

d) Dilatación de la puesta en marcha de disposiciones emanadas del Reglamento Eléctrico

Junto con impugnar ante los tribunales de justicia el nuevo reglamento de la Ley Eléctrica, las empresas integrantes del CDEC del sistema de la zona central del país le solicitaron al Gobierno

que tomara las medidas pertinentes para autorizar la prolongación de algunos de los plazos que imponía el nuevo cuerpo jurídico. Aunque de parte del Gobierno nunca hubo una respuesta formal positiva, lo que debía haberse traducido en un decreto, las empresas generadoras procedieron a dilatar unilateralmente la puesta en marcha de algunas de las disposiciones contenidas en este cuerpo normativo.

El 1º de enero de 1999 debió empezar a operar una CDEC único e independiente de las empresas, lo que hasta mayo no ocurrió. Los generadores eléctricos del SIC solicitaron a la CNE extender hasta el 30 de abril el plazo para constituir un centro de despacho y control de carga independiente, afirmando que sería imposible su implementación a partir de la fecha definida en el nuevo reglamento. El entonces presidente del CDEC-SIC, Eduardo Ricke, explicó que existían algunos detalles pendientes, como la adquisición de los equipos que se requieren, el arriendo o compra de inmuebles y la conexión de líneas. Asimismo, debía resolverse la relación contractual de las personas que se incorporarían a la CDEC y que deberán salir de sus actuales empresas. Actualmente las CDEC, tanto del SIC como del SING, son organismos que se componen por representantes de cada una de las empresas generadoras que los integran. En el sistema de la zona central, el CDEC ha funcionado físicamente en las dependencias de ENDESA y su personal pertenecía a esta misma empresa. En el cargo de presidente, en tanto, se han rotado los ejecutivos de las generadoras que participan.

Según dispone el Reglamento de la Ley Eléctrica, en el CDEC debe haber una comisión arbitral compuesta por tres profesionales, un abogado y dos ingenieros, encargada de resolver las divergencias entre las empresas. Sin embargo, no hubo acuerdo entre las compañías respecto de si las resoluciones de dicho consejo serán apelables o no. Algunas consideraban que si la votación de los miembros es unánime, la determinación correspondiente debe ser inapelable, pero si la decisión es por mayoría simple, debiera existir la posibilidad de acudir a una segunda instancia.

Otro tema que no se cumplió y que tenía por fecha el 8 de febrero de 1999, se refiere a la obligación de actualizar la base de años hidrológicos, incluyendo 1998, para la determinación de los costos marginales de transacción de energía.

e) Reconocimiento de vacíos en el marco regulatorio

Aunque el gerente general de GENER, Juan Antonio Guzmán, sostuvo que el problema de fondo en el desabastecimiento eléctrico fue la severa sequía que se produjo en Chile, reconoció que “quizás faltó tomar algunas medidas, como un mejor uso de las aguas, existiendo en esto una cuota de responsabilidad de parte de todos”. En relación con las críticas acerca de la falta de coordinación de las empresas que integran el CDEC de la zona central del país, el ejecutivo señaló que existiría el acuerdo entre las generadoras de buscar una forma más expedita para el funcionamiento del CDEC, que vaya más allá de lo establecido en el reglamento eléctrico. En concordancia con ello, las diferencias de opinión que surjan se llevarían a arbitraje privado, ya que el sistema de divergencias—donde la autoridad decide— ha funcionado ineficazmente. Guzmán hizo especial hincapié en el hecho de que el CDEC establecido en el reglamento deja muchas materias a ser definidas por mayoría, lo que favorece la posición del grupo de empresas controlado por ENDESA en la medida que esa situación puede conducir a distribuciones de riqueza indebidas (Guzmán, 1998).

Asimismo, el gerente general de ENDESA, Jaime Bauzá, reconoció la existencia de vacíos normativos en la Ley Eléctrica y en su reglamento en situaciones de crisis. Aunque sostuvo que ambos cuerpos jurídicos cumplen con los objetivos básicos en situaciones de normalidad, planteó que en condiciones extremas de crisis no resuelven todos los problemas que se suscitan. En concordancia con este reconocimiento, el mismo personero se pronunció a favor de que el Gobierno integrara el CDEC con voz y voto, con lo cual se modificarían los términos en que el CDEC ha venido operando hasta la fecha. Tal participación, expresó, sería “extraordinariamente

razonable” y daría “tranquilidad a todos los generadores en cuanto a que la situación estará informada en forma permanente”. Para Bauzá, el aporte del representante del Gobierno iría más bien por el lado de ayudar a que todas las acciones se ajusten de acuerdo a las normativas vigentes y se caracterizaran por una mayor transparencia. Ciertamente, los dichos del gerente general de ENDESA representan un cambio sustantivo en la postura de esta empresa respecto a la que tenía hace algunos años, cuando la CNE intentó introducir esa propuesta a nivel de reglamento, encontrándose con la oposición de las empresas generadoras, en particular de parte de la principal empresa hidroeléctrica del país.

Asimismo, las empresas generadoras reconocieron algunos vacíos en las normas que reglamentan la aplicación del costo de falla. Específicamente, se reconoce algún grado de imprecisión en la ley y en el fallo de la Corte Suprema respecto de la sequía de 1983 sobre la coyuntura en que debe regir el costo de falla. Sobre esta materia en particular las generadoras termoeléctricas insisten en que el criterio de fuerza mayor que aducen ENDESA, Pehuenche y Colbún para evitar penalidades sólo se refiere a la calidad y continuidad de servicio, pero no libera a los generadores de pagar el precio de mercado de la energía, argumento que no es compartido por las generadoras hidroeléctricas.

f) Aumento de tarifas

Finalmente, la demanda de aumento de las tarifas eléctricas fue otro de los ejes de la respuesta a la crisis por parte de las empresas generadoras. En general los argumentos consistieron en: i) descalificar los criterios técnicos empleados por la CNE en la fijación semestral del precio de nudo a partir de 1995, los que se habrían subordinado al objetivo de abaratar el precio de la energía por parte de la CNE; ii) anunciar una menor inversión en la actividad generadora como consecuencia de la menor rentabilidad que derivaría de la disminución progresiva de las tarifas en las transacciones reguladas y de los mayores costos que la crisis de suministro ha implicado para las empresas del sector, especialmente aquellas que privilegian la generación hídrica. Además, en el caso de las tarifas que se fijaron en abril de 1999, las empresas generadoras argumentaron que los nuevos precios debían reflejar las inversiones que hicieron para enfrentar a la sequía, lo que obviamente elevó sus costos. Asimismo, las empresas argumentaron que sería contraproducente bajar los precios de generación en un contexto de racionamiento del suministro de electricidad.

Así, por ejemplo, el representante de TRACTEBEL en Chile, Yves Jourdain, señaló que el precio de la energía fijado por la autoridad desincentiva construir centrales termoeléctricas en el país, aunque reconoció que la fijación del precio de nudo es facultad privativa de la CNE. Específicamente, el representante del consorcio belga que participa en la propiedad de Colbún se refirió al transporte del gas como un costo fijo que debe ser incorporado en el cálculo del precio de la potencia. Insistió en que ese costo es muy relevante para los generadores termoeléctricos porque equivale a la mitad de lo que se paga por concepto de combustible¹³. Por otra parte, Jourdain señaló que la sequía está imponiendo nuevos parámetros de riesgo para los generadores, que también deben reflejarse en el futuro en los precios de nudo. En su opinión, si la autoridad no aumenta su valor, entonces la rentabilidad de las termoeléctricas caerían por debajo de los costos de capital y no se justificaría la inversión.

Por su parte, el gerente general de ENDESA, Jaime Bauzá, sostuvo que era necesario incorporar al actual proceso de fijación la situación de corto plazo, aunque esto no implique modificar el modelo de cálculos tarifarios.

¹³ Al respecto, la posición de la CNE consistió en señalar que difícilmente una termoeléctrica de ciclo combinado dejará de despacharse porque se trata de plantas muy eficientes y, por lo tanto, el transporte es un costo hundido.

A su vez, el gerente general de GENER, Juan Antonio Guzmán, consideró que el precio de nudo debería subir por la escasez y la disminución de la capacidad de generación hídrica, puntualizando que en procesos anteriores hubo una estimación “insuficiente” de los parámetros que se consideran para calcular el precio de nudo, lo que ha tenido como consecuencia una rebaja injustificada de su valor. Guzmán destacó la necesidad de contar con señales claras en ese sentido, considerando que éstas “movilizan y dirigen la decisión de inversión de las compañías”. Posteriormente, el ejecutivo de GENER acentuó la crítica sobre el desempeño de la entidad de gobierno, señalando que la autoridad ha cometido en los últimos años errores en el cálculo de los precios de nudo, que generalmente han ido en desmedro de las empresas. En este sentido, los cálculos realizados de los valores a aplicar a partir de abril de 1999 no contemplarían que el agua disponible para generar energía es menor luego de una extrema sequía como la de 1998, ya que aunque sea 1999 un año de lluvias normales, el agua que escurre por las cuencas tiende a ser menor al ser absorbida por el terreno. Esto determina, en la opinión de Guzmán, que la oferta de energía estimada por las empresas generadoras sea menor a la estimada por la autoridad. En consecuencia, advirtió que la autoridad estaría estableciendo señales para la inversión de mediano y largo plazo que pueden tener consecuencias muy serias en el abastecimiento futuro (Araos, 1999a).

La posición de las empresas no fue respaldada por el consultor empresarial y responsable de la ejecución del modelo eléctrico chileno durante la segunda mitad de los años ochenta, Samuel Bernstein, quien desestimó que la inversión en el sector pudiera disminuir como consecuencia de una nueva reducción del precio de nudo. En su opinión, debe comprenderse que más allá de los problemas derivados de la menor afluencia hídrica en 1998 y de las fallas de algunas centrales térmicas, existe una condición de sobrecapacidad instalada de potencia que en condiciones hídricas normales pudiera significar una sobreoferta de energía, lo que contribuye a presionar a la baja su precio. Señala, sin embargo, que el sistema de precios hace reaccionar a los agentes igual que en un mercado competitivo: como en el mercado eléctrico la demanda está siempre creciendo, basta que las empresas generadoras posterguen proyectos para que el precio suba hasta el nivel en que haga nuevamente rentable los proyectos postergados. Bernstein subrayó asimismo que los precios actuales todavía hacen conveniente la instalación de centrales de ciclo combinado a gas (Cea, 1999).

Una opinión similar había sido anticipada por algunos analistas entrevistados por el Diario Estrategia, para quienes la posición de las empresas desvirtua el efecto permanente de la introducción del gas natural, que rebajó sustancialmente los costos de producción para las generadoras termoeléctricas, introduciendo al sistema una mayor oferta, que hubiese sido muy superior, de no haberse producido el fenómeno de la sequía. En efecto, en las últimas tres fijaciones tarifarias, el impacto del gas ha sido tan determinante que los cálculos teóricos de la CNE han estado en promedio 30% más abajo que el precio medio libre del SIC, ajustándose los mismos al piso de la banda.

La respuesta del gobierno fue categórica, descartando variar el precio de nudo para enfrentar situaciones de racionamiento. Al respecto, el ministro Landerretche comentó que “la normativa no permite que los precios se utilicen para racionamientos coyunturales”. Agregó que hay un marco regulatorio que tiene claramente establecido cómo se calculan los valores de nudo y los valores agregados de distribución. En cuanto a los recursos adicionales destinados por ENDESA para suplir su falta de generación hidroeléctrica, dijo que el tratamiento de estas inversiones en el marco de la fijación de precios de nudo, se incluirá en el informe de la CNE sobre la metodología a usar en el proceso.

En la fijación del precio de nudo que regiría las transacciones en el semestre que se inició en abril de 1999, la CNE esperaba que se repitiera una importante caída en los precios teóricos de generación, cercana al 24% respecto del precio medio libre. Esto significaba que la banda que se

utiliza de más/menos 10% respecto del valor que los generadores negocian libremente con sus clientes más grandes, volvería a actuar sobre los precios teóricos, ajustándolos al alza.

La posición de la CNE fue respaldada posteriormente por Samuel Bernstein, quien explicó que no era impensable una baja del precio de nudo en un contexto de racionamiento eléctrico, aludiendo a la distinta naturaleza del precio de la energía en el mercado *spot*, por una parte, y del precio de nudo, por la otra. El primero está reflejando las variaciones que se producen en la oferta y demanda de energía en términos de la coyuntura que los agentes económicos enfrentan, en tanto el precio de nudo busca reflejar una situación de equilibrio en los próximos 48 meses y refleja aspectos más estructurales tales como la incorporación de nuevas centrales al sistema y los beneficios de la integración del SIC al SING o al sistema eléctrico argentino. En su opinión, el precio de nudo baja porque los técnicos de la CNE esperan que de abril en adelante la situación sea más holgada en el entendido que la sequía no puede durar para siempre, y además, están entrando nuevas centrales al sistema, tales como Rucúe, Peuchén, Mampil, Ralco y otras centrales de emergencia (Cea, 1999).

De acuerdo con diversas notas de prensa, los generadores eléctricos habrían logrado de parte de la autoridad la promesa de analizar sus puntos de vista respecto a los precios de nudo o generación, aunque al margen del proceso de fijación de tarifas que culminó a fines de abril, que legalmente no puede incluir negociaciones entre las partes.

El trascendido tuvo hondas repercusiones, entre los agentes económicos del sector productivo y en el seno mismo de la CNE. En un editorial del Diario Estrategia se sostuvo que cualquiera fuese la negociación que se concretara entre las empresas generadoras y la autoridad, era muy importante establecer como criterio que los cambios en los parámetros usados para fijar los precios de nudo debían hacerse con una visión de largo plazo y que no respondieran sólo a una reacción frente a la coyuntura, más aún cuando en este escenario cada actor tiende a privilegiar sus intereses particulares. En este sentido, se pidió al Gobierno mantener una defensa irrestricta de los intereses generales del país. Además, teniendo en consideración que la tendencia de largo plazo era a bajar los valores de la energía como efecto de los cambios estructurales producidos en esa industria, el editorialista sostuvo que la actual sequía no podía ser un argumento para truncar este ciclo (Diario Estrategia, 1999b).

En el mismo sentido se pronunció la (ACENOR), entidad que manifestó su oposición a los cambios metodológicos en el cálculo del precio de nudo promovidos por las empresas generadoras, e indicó que varias empresas socias de la entidad habían establecido sus presupuestos considerando una disminución de los valores de la energía. La entidad expresó su confianza en la metodología que ha aplicado la CNE en los últimos años, la que no debería ser cambiada sin la participación de los consumidores.

La repercusión mayor del trascendido ocurrió, sin embargo, al interior de la CNE. La secretaria ejecutiva de dicha entidad, María Isabel González, presentó su renuncia al cargo debido a discrepancias con el ministro Landerretche sobre esta materia. Según informó la señora González a los medios de comunicación, el ministro Landerretche estaría dispuesto a cambiar la metodología de cálculo del precio de nudo, lo cual redundaría en un alza del mismo. La renuncia de María Isabel González se materializó en el marco de una dura polémica entre el Ministro de Energía y parlamentarios de la Concertación que rechazaron la posibilidad de que las tarifas subieran.

Al presentar su renuncia, María Isabel González ratificó su argumento de que lo técnicamente correcto era bajar los precios en un rango que debía oscilar entre 10% y 15%, debido a la creciente participación del gas natural en el proceso de generación eléctrica. Asimismo aseguró que las tarifas eléctricas que se pagan en la actualidad son bastantes más altas que el precio teórico que determina la CNE cada 6 meses. Al respecto, el ministro Landerretche sostuvo que las estimaciones dadas a conocer por María Isabel González “no tienen ningún fundamento en los modelos”, agregando que en

la fijación de precios realizada en septiembre de 1998 “los resultados teóricos de la CNE estuvieron muy por debajo de la banda de precios a que obliga la ley” y que al aplicarla “se elevaron más de 30% de lo originalmente calculado”.

En este contexto de extrema debilidad de la posición del Gobierno, a raíz de la disputa entre los dos principales responsables de la política energética, las empresas generadoras aumentaron su presión sobre el Poder Ejecutivo por intermedio del entonces presidente del CDEC, Eduardo Ricke, que sostuvo que estimaban inaceptable una baja en las tarifas eléctricas. Según Ricke, el hecho de la baja sostenida de los precios en los últimos años hacía imposible mantener los planes de inversión de las generadoras”.

A mediados de marzo las compañías generadoras recibieron el informe enviado por la autoridad. A diferencia de fijaciones anteriores, cuando el cálculo preliminar de la CNE para la fijación del precio de nudo implicó una fuerte baja en relación con semestre anterior, esta vez la autoridad consideró una disminución moderada en los valores, que en promedio (considerando energía y potencia) no fue superior al 12%. Para abril de 1999, el Gobierno contempló un precio teórico de la energía de \$US 19.85 por mWh, que se compara con el valor anterior de \$US 21.2 por mWh. Para el nudo básico Maitencillo el valor estimado fue de \$US 25.63 por mWh, mientras que la tarifa en vigencia era de \$US 27.4 por mWh. La moderación en el cálculo se explica porque en 1998 había una situación de gran oferta representada por el ingreso programado de tres centrales de ciclo combinado con una potencia agregada superior a 1 000 mW, efecto que en 1999 tiene menos impacto. Además, se indicó que en el nuevo cálculo fue incluido en las estadísticas hidrológicas el año 1997, bastante seco, y la cota de los embalses, que muestran una merma importante de las reservas de agua (Araos, 1999b).

3. Cámara de Diputados y dirigentes de partidos políticos

Pocos días después de dictarse el decreto de racionamiento por las autoridades de gobierno, la Cámara de Diputados inició una investigación al respecto con el objeto de determinar las responsabilidades que les cabe tanto al Gobierno como a las empresas eléctricas en los cortes del suministro de electricidad en las zonas centro y sur del país. Para estos efectos se acordó constituir en Comisión Investigadora a los parlamentarios miembros de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

La investigación se inició el 30 de noviembre y pese a su complejidad, la Comisión Investigadora dispuso de sólo treinta días para emitir un informe con los resultados de su labor. En la búsqueda de la delimitación de las responsabilidades, los propósitos específicos de la investigación fueron definidos como el determinar, por una parte, si las empresas generadoras entregaron la información que obraba en su poder en forma veraz y oportuna, y por otra, si los organismos públicos involucrados tuvieron responsabilidad al no prever el curso de los acontecimientos que derivaron en el racionamiento. Además, se acordó que el informe de la Comisión Investigadora debería contener propuestas de medidas correctivas, sean de carácter administrativo o legal, y contribuir a evitar nuevas situaciones de crisis energética.

Durante la primera semana de enero, la Comisión Investigadora entregó los resultados preliminares de su investigación. La conclusión principal de su informe fue que el racionamiento eléctrico podría haberse evitado. Asimismo, la comisión detectó la ausencia de una instancia capaz de determinar que la información entregada sea veraz y oportuna; poca claridad en cuanto a las responsabilidades de las empresas y los servicios; y la demora en el cobro del costo de falla, entre otras materias. La comisión acordó traspasar los antecedentes a una subcomisión para un estudio más detallado.

Las ideas preliminares que se debatieron en la subcomisión redactora giraron en torno a tres aspectos principales: primero, que en la sucesión de hechos que derivaron en los cortes de

suministro eléctrico hubo responsabilidad compartida de las empresas y la autoridad; segundo, que el racionamiento eléctrico podría haberse evitado, si se hubiera cuidado el recurso hídrico en los meses de julio a agosto y si la autoridad hubiera estado atenta a las causas hidrológicas; y tercero, que faltó más y mejor información de parte de las empresas generadoras, constatándose la carencia de una instancia capaz de determinar su veracidad, confiabilidad y oportunidad.

En esta etapa de la investigación se percibe una notoria preocupación de los parlamentarios por abordar los problemas que derivan del marco institucional de la actividad eléctrica, en algunos casos estrechamente vinculados a problemas que emanan del marco legal que reglamenta las actividades de las empresas del sector. En este sentido, el tema que adquiere una relevancia mayor tiene que ver con las dificultades de funcionamiento del CDEC, gran parte de las cuales nace de la defensa de los intereses específicos de las empresas por parte de sus representantes, lo que conduce a que las decisiones que se adopten son el resultado de intensas negociaciones previas orientadas a lograr fórmulas de transacción y no a lograr la mejor solución desde el punto del país. En consecuencia, tiende a validarse el propósito de introducir cambios en la normativa que reglamenta la actividad del CDEC para evitar conflictos de intereses y resguardar el bien común; modificar las tomas de decisiones y generar un sistema rápido de solución de conflictos, como el arbitraje. También se valida la idea de establecer fuertes sanciones al incumplimiento de los anuncios de las empresas que fijan fechas de ingresos de centrales y luego no se cumplen.

Otro de los problemas de carácter institucional que se abordó en la discusión de la subcomisión fue la dispersión de la línea de mando de las autoridades de gobierno en materia eléctrica, lo que contribuye a generar responsabilidades difusas respecto de las decisiones adoptadas por la autoridad política y una interlocución ambigua para las empresas y otras instancias de la sociedad civil. De acuerdo con ello, se planteó la creación de un sistema de ventanilla única en materia eléctrica, ya que se estimó como problema serio que haya tres autoridades competentes: la CNE, el Ministerio de Economía y la SEC.

Después de un mes de funcionamiento, la comisión investigadora de la crisis eléctrica emitió sus conclusiones el 21 de enero. Destaca el hecho de que los parlamentarios hayan aprobado el informe por unanimidad, lo que significa un acuerdo básico entre todos los actores políticos acerca de las causas de la crisis eléctrica y de los caminos de solución que la autoridad política debiera emprender (ver recuadro 4). En el documento emitido por la Comisión Investigadora se señala que hubo responsabilidades compartidas en el desencadenamiento de la crisis entre la autoridad política y las empresas, en especial de parte de ENDESA que “ocultó información sobre su carácter deficitario”, aunque del mismo también se desprende la idea de que diversos aspectos del marco legal regulador y del marco institucional de la actividad eléctrica contribuyeron de modo fundamental al desencadenamiento de la crisis de suministro eléctrico. Entre los integrantes de la comisión, a pesar de este acuerdo básico respecto a la identificación de los factores desencadenantes de la crisis, se reconoce que hay discrepancias en cuanto a la “intensidad” de la responsabilidad de los actores involucrados.¹⁴

Según puede deducirse del cuadro 2, la mayor parte de los factores causantes de la crisis corresponde a vacíos del marco legal que reglamenta la actividad eléctrica, o en su defecto, a problemas que derivan de una institucionalidad poco adecuada para el funcionamiento eficiente del sector. La inexistencia de sanciones a las empresas que anuncian la incorporación de centrales que después no se concretan, o que esconden información hasta el límite de lo posible, o la ambigüedad de algunas de las normas de la Ley Eléctrica (v.gr., el artículo 99 bis, transcrito en el recuadro 3) son ejemplos de lo primero. La inexistencia de una instancia de premergencia o de mecanismos de verificación de la información proporcionada por las empresas generadoras, así como la falta de

¹⁴ Por ejemplo, el Diputado Ricardo Rincón (DC) criticó que no se haya formado una segunda comisión investigadora para indagar las “transferencias patrimoniales impropias o enriquecimiento ilícito de que se benefició ENDESA”, por lo que informó que, en materia de uso de aguas, recurrirá al Consejo de Defensa de Estado.

autonomía del CDEC o la vinculación de las empresas que lo integran con las empresas que este organismo contrata para que le proporcionen servicios son ejemplos de lo segundo.

Por otra parte, aunque la mayoría de las notas periodísticas de la prensa económica tendió en general a colocar en un plano de igualdad la responsabilidad del gobierno y de las empresas generadoras en el desencadenamiento de la crisis de suministro eléctrico, los resultados de la investigación parlamentaria adjudicaron una notoria mayor responsabilidad a las empresas generadoras respecto del gobierno. Específicamente, la investigación parlamentaria asignó gran importancia al: i) incumplimiento de la puesta en marcha de las centrales de ciclo combinado en las fechas preestablecidas; ii) uso de recursos hídricos en un contexto de escasez por parte de algunas de las empresas hidroeléctricas para mantener cuotas de mercado; iii) hecho de proporcionar información incompleta, inoportuna y poco transparente; iv) hecho de distorsionar los precios por la vía de la emisión de señales falsas al resto de los agentes económicos; v) tardanza en el cumplimiento de las instrucciones impartidas por la Comisión Resolutiva Antimonopolios, y vi) a las políticas de información poco claras e indefinidas respecto de la crisis por parte de las empresas. Al gobierno, en cambio, sólo se le reprocha su autorización para usar las aguas del Lago Laja, la demora que caracteriza la resolución de divergencias surgidas entre las empresas privadas y las políticas de información poco claras e indefinidas respecto de la crisis por parte de los voceros del gobierno.

La comisión parlamentaria que investigó los hechos que provocaron la crisis de suministro eléctrico culminó su trabajo proponiendo importantes cambios al marco regulatorio del sector que pusieron en consideración del Gobierno:

- A partir de un proyecto de ley que presente el Ejecutivo, modificar la Ley Eléctrica en vigor con el propósito de eliminar las fuentes de conflicto, introducir la premergencia y ampliar el marco regulatorio en el sistema eléctrico.
- Evitar la actual integración vertical que concentra el negocio eléctrico y le resta competitividad.
- Modificar la composición del CDEC para incorporar actores que preserven la seguridad del servicio con la debida autonomía.
- Modificar el Artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos para: i) autorizar al Ministro de Economía para que dicte el decreto de racionamiento al prever el déficit de energía y no cuando éste sea inminente; ii) que los déficit de energía sean absorbidos por todas las distribuidoras; iii) establecer compensaciones obligatorias a los clientes y que tales compensaciones sean otorgadas por todas las generadoras y no sólo por las deficitarias; iv) fijar sanciones pecuniarias, y hasta con pérdida de la concesión, para las empresas generadoras que no cumplan con la programación entregada a la autoridad.
- Promover la interconexión entre el SIC y el SING, de modo de crear un parque generador con excedente de energía.

Por otra parte, la prensa económica no consignó en general declaraciones oficiales de los partidos políticos sobre la crisis eléctrica, aunque sí divulgó planteamientos emitidos por algunos parlamentarios, principalmente aquellos que integraron la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados. Aunque no siempre la opinión de un parlamentario coincide con exactitud con el pensamiento de su partido de origen, es posible pensar, dada la complejidad del tema eléctrico, que la opinión de los parlamentarios abocados al mismo tiende a ser asumida por el resto de los dirigentes de cada partido como la opinión partidaria. Desde esta perspectiva se consideró pertinente revisar las opiniones vertidas por parlamentarios de los principales partidos políticos chilenos como una suerte de indicador de la posición colectiva de cada partido.

Entre los parlamentarios pertenecientes a la coalición de gobierno destacaron las opiniones de Ricardo Rincón, de la bancada de diputados del Partido Demócrata Cristiano (DC), del senador socialista Carlos Ominami y del diputado Antonio Leal, del Partido Por La Democracia (PPD).

CAUSAS QUE MOTIVARON EL RACIONAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS

El racionamiento eléctrico decretado por la falta de suministro de energía eléctrica del Sistema Interconectado Central se fundamenta en las siguientes causas:

- (1) La situación de sequía durante el año 1998, fue superior a la del año 1968-1969, que había sido la peor crisis de que se tenía conocimiento y sobre la cual se efectuaron los cálculos, situación que pudo preverse.
- (2) El incumplimiento de la puesta en marcha de las plantas de ciclo combinado, de acuerdo a la programación e información entregada a el CDEC, como asimismo, la ausencia de sanciones efectivas por dicho incumplimiento.
- (3) Decisión de emplear energía hídrica más allá del déficit, omitiendo el uso de energía térmica, teniendo información que se estaba en presencia de un año seco.
- (4) Ausencia de una instancia de preemergencia que permita iniciar planes y programas de prevención frente a una posible crisis, como pudieran ser campañas de ahorro de manera de permitir un mejor manejo de la situación y de esta manera evitar el racionamiento, los cortes intempestivos y que en general permitan anticiparse a situaciones críticas.
- (5) Información incompleta, inoportuna y poco transparente, como también ausencia de una instancia de verificación de la misma.
- (6) El no cumplimiento oportuno por parte del Ministerio de Economía de la resolución de las divergencias planteadas por las distintas empresas, como asimismo, la falta de resolución en algunos casos, dentro de un sistema que está concebido para que la autoridad intervenga lo menos posible, de modo tal que sean las propias empresas privadas quienes resuelvan sus problemas. Sería necesario establecer plazos más exiguos para la resolución de las divergencias.
- (7) Falta de autonomía e independencia del CDEC, tanto en lo patrimonial como en lo jurídico.
- (8) Vinculación de las empresas que conforman el CDEC con aquellos que entregan servicio e información a éste (Ingendesa-ENDESA).
- (9) Políticas poco claras e indefinidas en cuanto a la información a la población, sobre la crisis energética.
- (10) Señales de precio equívocas en la información entregada a el CDEC, lo que provocó divergencias entre las empresas generadoras del CDEC-SIC respecto de los precios del mes de julio, las cuales debían ser resueltas por el Ministerio de Economía. Por otra parte, los convenios de extracción acelerada de las aguas del Lago Laja y de la Laguna del Maule, pactadas entre la Dirección de Obras Hidráulicas y ENDESA, también fue un hecho que distorsionó, más aún, la correcta señal de precios.
- (11) La participación de diversas autoridades, y la no existencia de un ministro presidente de la CNE, no permitió determinar con claridad cual era la autoridad responsable, lo que se tradujo en una falta de conducción apropiada de la situación.
- (12) La actual redacción del artículo 99 bis de la ley General de Servicios Eléctricos da lugar a diversas interpretaciones, originando divergencias entre las generadoras en los temas relativos a las compensaciones y al costo falla.
- (13) Tardanza en el cumplimiento de las instrucciones impartidas por la Comisión Resolutiva Antimonopolios, en especial del N° 4 de resolución N° 488, de junio de 1997, en lo que concierne a TRANSELEC, dado que existía una integración vertical entre ambas empresas.
Al efecto, ENDESA y TRANSELEC, con fechas 21 de abril y 14 de mayo de 1998, respectivamente procedieron a suscribir contratos para adquirir activos de transmisión que eran administrados por TRANSELEC, a la fecha de la resolución N° 488.
- (14) Inexistencia de competencia real en la generación hidroeléctrica.

Fuente: Cámara de Diputados, "Informe de la Comisión de Minería y Energía sobre la investigación de los hechos que han motivado el racionamiento de energía eléctrica en el país", (1999).

Ricardo Rincón, Diputado DC y Presidente de la Comisión de Minería y Energía a partir de marzo de 1999, propuso crear una segunda comisión investigadora que conozca específicamente las responsabilidades en el desencadenamiento de la crisis eléctrica que afectaban al país. Explicó que esta nueva instancia es necesaria para investigar “las transferencias patrimoniales impropias; es decir, los actos de enriquecimiento ilícito que pueden haberse configurado mediante prácticas especulativas que se hicieron en el mercado eléctrico durante la crisis, ya sean por el manejo de la información, cortes no autorizados, o por compras de aguas públicas, como las del Lago Laja y del Maule, a precios no adecuados”.

En cuanto a los cambios legales, el diputado DC propuso varios cambios a la normativa del sector, los que se orientan a terminar con la integración vertical del sector; fomentar un sistema interconectado único del país y conectar el mercado eléctrico nacional con el de Argentina; generar un mayor marco de garantía para los usuarios y dar mayor autonomía a las CDEC.

A su vez, en el ámbito del Partido Socialista y PPD (PS-PPD) destacaron las opiniones y propuestas del senador socialista Carlos Ominami (PS) y del diputado Antonio Leal (PPD). Para Carlos Ominami las razones que explican la crisis eléctrica se resumen en tres problemas básicos, a saber: la falta de previsión de las empresas generadoras, la debilidad del marco regulatorio y la desprotección de los usuarios frente a este tipo de situaciones (Ominami, 1998).

De acuerdo con este diagnóstico, el senador socialista propuso al Ministro del Interior, Raúl Troncoso, el envío de un Proyecto de Ley al Parlamento, cuyos contenidos básicos debían ser los siguientes:

i) Fortalecimiento de la SEC, para obtener en plazos adecuados toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones legales. Para ello debe poder sancionar de manera severa tanto la no entrega de información como la entrega de datos erróneos o falsos. Los funcionarios de la SEC deben estar facultados para acceder a todas las instalaciones que forman parte de los servicios eléctricos, disponiendo de la condición de ministros de fe de los hechos que constatan. La facultad fiscalizadora se extenderá a las empresas, sus filiales y relacionadas.

ii) Necesidad de hacer más transparente el funcionamiento del CDEC, obligándolo a establecer sistemas adecuados de registro de todas las operaciones. Este registro debe estar abierto al conocimiento de la SEC.

iii) Tipificar como infracción administrativa la interrupción o suspensión del suministro como consecuencia de fallas. La sanción debe consistir en multas por un monto semejante al valor de la energía no suministrada. El monto de la sanción podrá ser el doble si se estableciera que las fallas producidas reportan un beneficio económico al causante.

iv) Para terminar con los abusos, hoy día existentes, a través del cobro por arriendo y conservación de medidores, la ley facultará al Ministerio de Economía para fijar tarifas a los servicios distintos del suministro básico. Estas tarifas se fijarán de acuerdo a estudios y cálculos hechos por la CNE.

v) Creación por ley de un Fondo Público de Compensación en caso de racionamiento. Este Fondo debe estar diseñado de modo de incentivar a las empresas para que en situaciones de racionamiento suplan sus déficit mediante otras formas de generación.

Ominami destacó que, más allá de los problemas ocasionados por los cortes imprevistos del suministro eléctrico, esta situación mostraría “lo injusto de los alegatos de quienes hacen la apología de las empresas privadas y están permanentemente predicando el desmantelamiento del sector público”. En su opinión, la crisis eléctrica constituye una buena demostración de lo que ocurre cuando el sector público no tiene las facultades necesarias para enfrentar estas situaciones,

razón más que suficiente para apoyar y aprobar a la brevedad un proyecto de esta naturaleza (Ominami, 1998).

A comienzos de marzo, el diputado Antonio Leal se entrevistó con el Superintendente de la SEC, Juan Pablo Lorenzini, para solicitarle que se sancione a las empresas integrantes del CDEC. Leal indicó que antes de dictarse el decreto del racionamiento en noviembre de 1998, la SEC ya había cursado numerosas sanciones y multas a las empresas generadoras. Para el diputado Leal, el nuevo incumplimiento de las empresas generadoras hace necesaria la aplicación de nuevas sanciones, aunque sea por cantidades irrisorias en comparación con Argentina. Lo importante en este caso, dijo, es la señal que se transmite al país.

Leal recordó que ni las empresas generadoras ni el CDEC entregaron un estudio de seguridad del sistema antes del decreto de racionamiento ni un plan de control semanal sobre la situación energética del país. El parlamentario consideró insólito que la normativa que reglamenta las actividades del CDEC le impida entregar información a la autoridad pública cuando no hay consenso entre sus integrantes. Además, Antonio Leal sostuvo que es imprescindible que entre en vigencia el nuevo reglamento eléctrico, que debió entrar en funcionamiento en noviembre, pero que no se puede aplicar debido a las impugnaciones realizadas por las empresas eléctricas ante los tribunales de justicia. Este reglamento da mayores atribuciones a la autoridad que le permiten aumentar la regulación del sistema, incluida la exigencia de una CDEC autónomo.

Entre los parlamentarios y dirigentes políticos de oposición, destacaron las intervenciones de Sebastián Piñera (Partido Renovación Nacional, RN), Cristián Leay (Partido Unión Demócrata Independiente, UDI) y Antonio Horvath (independiente apoyado por la UDI).

El diputado Cristián Leay señaló que en el desencadenamiento de la crisis eléctrica hay responsabilidades compartidas entre las autoridades y algunas empresas generadoras, aunque no identificó ninguna en especial. Entre los hechos que agravaron la situación, señaló la apuesta que se hizo a la entrada de la Central Nehuenco al sistema, argumentando que la autoridad “no puede estar apostando”. En este sentido, opinó que la responsabilidad se centra en la CNE, la que habría actuado con liviandad, aunque sin responsabilidad judicial.

En materia legal, el parlamentario propuso modificar el artículo 99 bis de la Ley Eléctrica para establecer un mecanismo más ágil, transparente y nítido para definir el costo de falla, actualmente entregado a interpretaciones; mejorar el funcionamiento del CDEC, donde “hay una situación de conflictos de intereses”; y establecer multas a quienes no cumplan los plazos establecidos para entrar a generar.

Una de las interpretaciones más alejadas de la contingencia fue la realizada por el senador independiente Antonio Horvath, el que vinculó la crisis energética y los apagones en el sistema interconectado eléctrico de Chile a la concomitancia de varios factores, algunos de los cuales están fuera del ámbito de acción inmediata de las autoridades y de las empresas eléctricas, en tanto otros sí demandan la acción inmediata sobre sí.

En primer lugar, Horvath señaló que la sequía que afecta al país es “un fenómeno natural amplificado por la acción del hombre en el proceso de calentamiento global”, y apunta que no es casual que los acuerdos internacionales orientados a reducir las emanaciones ya están haciendo funcionar canjes de emanaciones de países desarrollados por forestación, compra y mantención de bosques e incluso cambios tecnológicos en industrias contaminantes de países en desarrollo (Horvath, 1998).

Anotó que la capacidad de generación ha disminuido casi a un 30%. Esto se explicaría por el hecho de que las centrales termoeléctricas de ciclo combinado se han demorado en entrar en funcionamiento por razones técnicas, siendo éste el caso de San Isidro y de Nehuenco, a las que se

suma la reparación de Ventanas 2. Al nivel de cuencas se ha empezado a llegar a acuerdos entre regantes y las eléctricas.

Por otra parte, indicó Horvath, el proceso regulatorio mostró fallas que quedaron en evidencia al no contarse con la información oportuna para tomar las decisiones correctas. Aquí debe confluír la combinación económica óptima para los consumidores, las empresas y el aseguramiento del servicio, y de no haberlo, para la racionalización del uso de la energía. Los cortes imprevistos significaron un costo económico y social enorme. Al respecto destacó el senador que debía tenerse en consideración que, en algunos hospitales, en casi un 70% de edificios de altura, en almacenamientos de alimentos, en alumbrado público y en semaforización, no se cuenta con grupos generadores.

Los costos de generación por agua y de gas (1.9 y 2.08 centavos de dólar por kWh generado, respectivamente) son semejantes. Estas últimas tienen la ventaja de instalarse cerca de los centros de consumo, pero sin disponibilidad indefinida. Sobre este particular aspecto, Horvath propuso que convendría fomentar la redistribución de las personas y actividades en el territorio nacional en la medida que en el sur del país existen enormes reservas en los ríos Valdivia, Puelo, Futaleufú, Palena, Baker, Bravo y Pascua, estas últimas respaldadas por los Campos de Hielo Norte y Sur. En este contexto, Horvath sostuvo que era oportuno un ordenamiento territorial en ellos para prevenir conflictos de uso de suelo y daños ecológicos a fin de dimensionar el potencial que teóricamente sólo se ha desarrollado en un 12%, debido a lo cual la ley de manejo integrado de cuencas y de uso apropiado del agua requiere urgencia (Horvath, 1998).

Por su parte, el ex Senador de RN, Sebastián Piñera formuló un conjunto de proposiciones para abordar la crisis eléctrica, las que fueron reseñadas en una columna de opinión por el Diputado del mismo partido, Carlos Ignacio Kuschel (Kuschel, 1998).

La primera de las proposiciones consistió en conectar los sistemas eléctricos de Chile con Argentina, lo que resultaría muy conveniente para ambos países de esta interconexión, tanto en términos de seguridad de abastecimiento eléctrico como de eficiencia económica. Por una parte, la interconexión de los sistemas eléctricos de ambos países evitaría una muy costosa sobreinversión tanto en Chile como en Argentina y permitiría cubrir o paliar los déficit generados por situaciones extremas en cualquiera de los dos países. De hecho, Argentina es y seguirá siendo un país exportador neto de energía a través del petróleo, el gas y la electricidad. En este sentido, debe tenerse en cuenta, sostuvieron Piñera y Kuschel, que el sistema interconectado argentino tiene una capacidad operativa cercana a los 20 mil mW y una capacidad instalada de reserva superior a 2 mil mW. Esta capacidad de reserva supera con largueza los mayores déficit ocurridos en Chile (Kuschel, 1998).

Otra de las proposiciones consiste en la aplicación plena y oportuna de las disposiciones de la actual ley eléctrica, especialmente sus mecanismos para hacer operar el sistema de precios en situaciones de escasez, lo que había ocurrido en forma débil y tardía (Kuschel, 1998).

Las otras proposiciones consisten en la revisión de la legislación vigente y en particular de las facultades de la CNE y de la SEC y en el reestudio del reglamento de operación del CDEC. Para ambos dirigentes de RN está claro que los marcos de incentivos del CDEC no habrían funcionado correctamente en situaciones de crisis. En consecuencia, de acuerdo a su opinión, en estos casos debe constituirse una comisión que intervenga la operación del sistema, dando prioridad al objetivo de un abastecimiento normal de energía eléctrica a la población y al país por sobre los objetivos particulares de cada empresa (Kuschel, 1998).

4. Consultores del sector eléctrico y académicos

Otras respuestas a la crisis han emergido desde las universidades, especialmente de instancias relacionadas con la ingeniería eléctrica, y desde el ámbito de los consultores privados del

sector eléctrico, algunos de los cuales ocuparon importantes cargos públicos en la última etapa del gobierno militar, durante el período de puesta en marcha de las reformas estructurales del sector eléctrico.

En primer lugar destacan las opiniones vertidas por Hugh Rudnick y Sebastián Bernstein por su significado respecto de la evaluación que debe hacerse del marco normativo institucional de la actividad eléctrica en vigor. El segundo de los nombrados se desempeñó entre 1985 y 1989 como secretario ejecutivo de la CNE y es sindicado como uno de los principales impulsores de la transformación estructural del sector eléctrico chileno.

Consultados respecto a las falencias observadas en el funcionamiento del CDEC (problemas de coordinación, falta de transparencia en la conducta de las empresas, ocultamiento de información, dilatación de la toma de decisiones, predominio de intereses empresariales por sobre los temas de seguridad y calidad del suministro, entre otros) ambos consultores coincidieron en la necesidad de convertir a el CDEC en un ente absolutamente independiente de las empresas productoras de electricidad, de manera que las decisiones operativas sean adoptadas por ejecutivos distintos a los de las empresas. Aunque destacan que el nuevo reglamento de la Ley Eléctrica tiende a darle una mayor autonomía a el CDEC, lo que constituye un progreso evidente respecto de la situación que ha predominado hasta ahora, ambos consultores postularon que la normativa debería permitir que la CNE se incorpore a su directorio, con derecho a voz. Además, Bernstein se declaró partidario de incorporar a el CDEC a las empresas distribuidoras, transmisoras y clientes libres.

De todos modos, ambos consultores consideran que no es necesario realizar modificaciones en la Ley Eléctrica hoy en vigor, ya que en su reglamento existirían normas claras y precisas para enfrentar situaciones de crisis, las que no se adoptaron inmediatamente por consideraciones de otra índole. En este sentido, Bernstein enfatizó la necesidad de restablecer la disciplina al interior del CDEC encarando los actos de rebeldía que protagonizaron algunas de las empresas que la integran por la vía de la aplicación del costo de falla e iniciar compras a los autoprodutores, entre otras medidas contempladas en el Reglamento.

Otra posición interesante fue la expuesta por Alberto Sánchez, de la Consultora Eco Ingeniería, la que abogó por la implantación de tarifas diferenciadas por horario con el propósito de desplazar consumo de electricidad desde las horas de mayor demanda y atacar por esta vía el hecho de la resistencia a la baja que ha mostrado el consumo eléctrico durante la crisis. Según explicó Alberto Sánchez, es posible lograr ahorros de entre 10% y 20% en las cuentas de electricidad de las familias mediante el uso de sensores de presencia en las habitaciones, que pueden reducir en 30% el uso de una ampolleta, o el control de la instalación eléctrica para verificar que no existan pérdidas en la red (Araos, 1999c).

Eco Ingeniería es uno de los pocos actores participantes en el debate generado al amparo de la crisis, además del Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, que ha planteado que una de las vías de solución de la crisis en el largo plazo tiene que ver con un uso más eficiente de la energía disponible. En particular, Sánchez sostuvo que es necesario que el ahorro sea una actitud permanente y no coyuntural en la conducta de los usuarios de la energía eléctrica, ya que a la larga este ahorro representa un beneficio general para el país. En su opinión, la profundidad alcanzada por la crisis eléctrica y las dificultades que presenta su administración hacia el futuro hacen necesario pensar en una modificación a las tarifas de distribución, para lo cual propone la aplicación de al menos tres tarifas diferenciadas por horario. De esta manera, la vulnerabilidad del sistema disminuiría ya que los consumos acumulados actualmente en las horas *peak* se desplazarían hacia las horas más baratas, lográndose equilibrar la curva de demanda (Araos, 1999c).

Para el PRIEN, entidad de la Universidad de Chile que ha manifestado con reiteración su oposición al modelo de desarrollo eléctrico que se ejecuta en el país, la crisis eléctrica es estructural, profunda y afecta al sistema en su conjunto, lo que significa que ella supera largamente los marcos que impone la sequía (PRIEN, 1999).

Sin desconocer la importancia de la sequía en la gestación de la crisis eléctrica, el PRIEN sostiene que el sistema eléctrico chileno ha presentado anomalías que ponen en duda el carácter paradigmático que algunos le adjudicarían al nivel latinoamericano. Entre las deficiencias señaladas destacan aquéllas que tendrían su origen en decisiones adoptadas en los albores de los años ochenta, cuando se reforma el sistema y en los esquemas reguladores que sustentan dicha reforma.

En primer lugar, el PRIEN destaca el hecho de que la puesta en servicio de las nuevas centrales incorporadas al sistema ha ido acompañada de fallas que han obligado a detener el funcionamiento de estas centrales y posponer su incorporación definitiva por períodos mayores a los normales. En segundo lugar, el PRIEN menciona la ocurrencia de perturbaciones graves en el SIC en el curso de los últimos años a partir de fines de 1994, lo que sería indicativo de una disminución de los niveles de eficiencia que antes caracterizaron a las empresas del sector.¹⁵ En tercer lugar, el PRIEN hizo mención de las limitaciones para ejercer el derecho de los clientes libres potenciales a contratar el suministro directamente con los generadores.¹⁶ Otra de las anomalías que esta entidad pone de relieve es el hecho de que los consumidores no son compensados por los costos o pérdidas en que incurren por fallas en el abastecimiento (interrupciones del abastecimiento por fallas técnicas o racionamiento por falta de capacidad de generación); también se destaca la acentuación de la concentración de la propiedad de las empresas del sector eléctrico y del proceso de integración vertical, las ambigüedades del marco legal que reglamenta la actividad y la vulnerabilidad del sistema de transmisión en Alta Tensión (PRIEN, 1999).

La crisis de abastecimiento eléctrico habría puesto en evidencia no sólo la precariedad del marco regulatorio actual y la necesidad de su reforma —punto en el que concuerdan la mayoría de los actores, incluyendo a algunas de las empresas generadoras— sino, además, las dificultades que no han podido resolver las autoridades públicas para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico sobre la base de impulsar el desarrollo de una industria con mercados competitivos y transparentes por la vía de la desconcentración y desintegración de la cadena generación-transmisión-distribución del sector.

Los resultados no estarían a la altura de las expectativas. En la opinión del PRIEN, no se han cumplido los objetivos específicos de fortalecer la competencia en el ámbito de la generación, garantizar el libre acceso a las líneas de transmisión y distribución, aumentar la transparencia en las transacciones entre productores en períodos de crisis o incluso normales, instituir la compensación a los usuarios por fallas del sistema y reforzar la calidad del servicio de acuerdo con los requerimientos de un sector productivo que debe competir en el mercado externo, aspectos claves del modelo de desarrollo eléctrico que se intenta desarrollar (PRIEN, 1999).

La evaluación de los resultados pareciera indicar que el proceso de cambios se llevó a cabo sin un marco regulatorio adecuado y sin disponer de instituciones dotadas de un respaldo legal y de los recursos humanos, técnicos y financieros acordes a la magnitud e importancia de las funciones que demandaba el nuevo esquema de funcionamiento del sector. En este sentido, el PRIEN

¹⁵ Entre estas anomalías, el PRIEN destaca las fallas con interrupciones y normalizaciones del servicio entre San Fernando y Taltal, con una duración total de unas 4 horas que se produjeron el 1º de diciembre de 1994; una falla que se produjo el 5 de abril de 1995 entre Diego de Almagro por el norte y Parral por el centrosur, desconectándose 1900 mW de un total de 2 600 mW. A las anteriores se agregan fallas similares el 20 de abril de 1995, el 29 de enero de 1996; y cortes intempestivos durante 1998.

¹⁶ Un caso destacado que el PRIEN señaló lo constituyen las dificultades que tuvo en su oportunidad la empresa de EL METRO para contratar su abastecimiento como cliente libre.

cuestiona que un sistema de la magnitud del chileno, inserto en un mercado que no tiene la madurez de los países industrializados, pueda funcionar sin una autoridad reguladora y fiscalizadora fuerte y capaz de arbitrar entre las partes y defender los intereses de los consumidores y de la sociedad en su conjunto.

Desde la perspectiva del PRIEN, es indispensable que el Estado compatibilice en el plano de las políticas energéticas la estrategia energética con el desarrollo sustentable, atendiendo a un suministro seguro, oportuno, de calidad y a costos razonables, cuidadoso del medio ambiente, que contribuya a superar los problemas de inequidad que caracterizan la sociedad chilena y que promueva la participación informada de la ciudadanía.

De acuerdo con ello, en el ámbito jurídico e institucional, es necesario llevar a cabo cambios en el marco regulatorio actual y en la estructura institucional vigente. Ello pasa por la ampliación del CDEC (incluyendo al Estado, representantes de los consumidores, e incorporación de un mayor número de generadores); la identificación de mecanismos de mercado y regulatorios que rompan con el círculo vicioso ventas-utilidad; la implantación de mecanismos que promuevan la cogeneración; la adopción de mecanismos que hagan realidad el libre acceso a las líneas de transmisión y distribución que eliminen las ambigüedades que dificultan los intercambios entre generadores en períodos de crisis; y la reglamentación de instrumentos que permitan la adopción de medidas consensuales entre empresas, consumidores y el ente regulador con el fin de conciliar el objetivo de rentabilidad de las empresas eléctricas y su obligación de servicio público (PRIEN, 1999).

Asimismo, en el ámbito de la fiscalización se deben establecer las condiciones legales y jurídicas que permitan a la SEC ejercer de manera efectiva las funciones que le confiere la Ley eléctrica, en lo que respecta a la fiscalización y supervisión del cumplimiento de las leyes que corresponda. Es imprescindible, además, que el marco legal que reglamenta las actividades del sector incluya los derechos esenciales de los consumidores que la legislación chilena reconoce en otros ámbitos del consumo (PRIEN, 1999).

IV. Las principales consecuencias de la crisis eléctrica en la economía de Chile

A. El impacto sobre el crecimiento económico

Los daños que provocó el racionamiento eléctrico en todos los sectores productivos y de servicios habrían producido una caída de un punto porcentual en el Producto Interno Bruto (PIB) de Chile en el cuarto trimestre de 1998. Esta disminución acentuó la pérdida de dinamismo que venía experimentando la economía en la segunda mitad del año debido a los efectos de la crisis financiera internacional y a las políticas de ajuste que debió adoptar el gobierno para restablecer el equilibrio de su balance comercial y de la cuenta corriente y disminuir la brecha entre la expansión del gasto y del producto.

En la evaluación del impacto de la crisis eléctrica sobre la producción de bienes y servicios es necesario considerar tanto los efectos directos como indirectos (véase recuadro 5). Aunque su cuantificación inmediata es difícil, puede pensarse que los efectos indirectos son los más graves. Para algunos economistas, como Desormeaux, el problema es menos serio en las empresas que producen bienes. En cambio, en el rubro de los servicios y en las compañías que están trabajando a plena capacidad el impacto negativo del corte del suministro tiene mayor importancia (Sánchez, 1998).

IMPACTO DE LOS APAGONES EN EL SECTOR PRODUCTIVO

- (1) Disminución de la producción. Para las empresas con procesos productivos continuos, un corte de luz de dos horas puede paralizar hasta cuatro horas sus operaciones, con pérdidas de miles de dólares.
- (2) Pago de horas extraordinarias. Las pequeñas y medianas empresas han extendido las jornadas de trabajo con el consiguiente pago de horas extraordinarias.
- (3) Atención lenta de público. En el área financiera y de servicios, la atención al público se desarrolló más lenta que lo habitual.
- (4) Daño a maquinarias: Los primeros cortes de luz, producidos sin previo aviso, ocasionaron daños en algunas maquinarias, principalmente en los hornos de empresas mineras.
- (5) Equipos de autogeneración: Algunas industrias, principalmente del área de alimentos, debieron arrendar equipos de autogeneración para evitar pérdidas mayores.

Fuente: Olate, "Crisis eléctrica impactó a empresas con baja en la producción y mayor costo en mano de obra", en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, (1998).

Los efectos directos no son despreciables, sobre todo si se tiene en cuenta que la economía chilena se encuentra en plena fase de disminución de su ritmo de crecimiento como consecuencia de las políticas de ajuste adoptadas por las autoridades a comienzos del segundo semestre de 1998. El sector energético, incluido gas y agua representa en el PIB global dos puntos porcentuales. En consecuencia, si el PIB energético cae en un mes 20%, genera una disminución en el Producto total de 0.4 punto. Si el cálculo considera los cortes de dos horas que se realizaron entre el 11 y el 24 de noviembre, el sector mostrará una caída de 10%, lo que implica una disminución en el Producto mensual de -0.2 punto.

Además, debe tenerse en cuenta que conforme se profundiza la sequía, la generación hidroeléctrica es sustituida por generación térmica, con menor valor agregado. Este factor ha ido una de las razones que consideró el Banco Central para explicar el menor crecimiento del Índice Mensual de Actividad Económica (IMACEC) en el último cuatrimestre de 1998.

El impacto negativo de la crisis eléctrica sobre el crecimiento económico se acentúa al sumarse los efectos indirectos sobre la producción de los demás sectores de la economía debido, principalmente, a que las empresas no puedan sustituir los servicios que ofrecen en una economía en la que el sector servicios representa el 60% de la producción nacional¹⁷ y a que las empresas productoras de bienes no puedan alargar sus jornadas de trabajo, debido al ajuste económico en curso. Por otra parte, muchas de estas empresas deciden postergar su producción y, con ello, el nivel de actividad industrial experimenta una baja adicional.

Las empresas afectadas por los cortes de suministro eléctrico están cuantificando las pérdidas económicas que éstos les han ocasionado. Los cortes de energía implicaron la paralización de los procesos de producción, mayores costos por pago de horas extraordinarias y también desperfectos en maquinarias sensibles a las variaciones eléctricas.¹⁸ A lo anterior se sumaron las

¹⁷ Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que las áreas de servicios y finanzas cuentan con equipos de autogeneración que le permiten, en general, salvar la contingencia. Al respecto, el Banco Santander explicó que los planes de contingencia permitieron que se siguiera atendiendo al público, aunque en una forma más lenta que lo habitual, durante los cortes de suministro eléctrico (Olate, 1998b).

¹⁸ Entre las empresas productoras de bienes que fueron afectadas por los cortes de suministro, algunos informes de prensa destacaron a la Empresa Nacional de Minería (ENAMI), Ventanas, Textil Pollak y Cemento Polpaico, entre otras. Así, por ejemplo, Cemento Polpaico se vio afectado por un corte abrupto de energía que paralizó faenas por cerca de dos horas, como consecuencia de una falla del sistema de TRANSELEC. Esta falla significó una menor producción estimada en cerca de 800 toneladas de cemento

inconveniencias en las tareas de carácter administrativo, tales como el despacho de facturas y las ventas, entre otras.

Según explicó Hermann von Mühlenbrock, Presidente de ASIMET, en la mayoría de los casos, un corte de energía de dos horas implica paralizar la producción durante cuatro horas. En consecuencia, en el caso de las fundiciones que trabajan a dos o tres turnos, esa suspensión es simplemente irrecuperable”. Por otra parte, según indicó Jaime Ojeda, gerente general de la Asociación de Impresores de Chile (ASIMPRES), la suspensión de los procesos ha implicado extender las jornadas de trabajo, lo que ha significado el pago de horas extraordinarias en las empresas intensivas en mano de obra (Olate, 1998b).

B. Desprotección de los clientes regulados

La crisis eléctrica puso al descubierto la fuerte indefensión en que se encuentran los consumidores —especialmente los clientes regulados— en relación con las fallas que se producen en la distribución de energía eléctrica para su consumo. Los fallos de las primeras querellas presentadas en contra de las empresas distribuidoras por los consumidores perjudicados por los cortes de suministro y por el Servicio Nacional del Consumidor están siendo negativos hasta ahora y probablemente ésta sea una tendencia difícil de revertir.

Según se explicó en otro documento, el marco legal que reglamenta el sector eléctrico incluye sólo parcialmente los derechos del consumidor reconocidos en la legislación chilena, debido a lo cual el grado de concordancia entre tal marco regulador y la actual Ley de Protección de los Derechos del Consumidor es todavía débil. De esta manera, la distribución de la electricidad al nivel de usuario adolece de varias fallas de mercado: la información que se obliga a proporcionar al consumidor final es claramente insuficiente para una adecuada decisión de consumo, las normas técnicas constituyen un ente difuso e ineficaz, la reparación e indemnización de daños ocasionados por un suministro ineficiente de electricidad no está adecuadamente reglamentada y no existen normas precisas que garanticen el ejercicio del derecho a la educación para un consumo responsable en materia energética, entre otros vacíos e inconsistencias (Rozas, 1999).

El predominio de normas técnicas difusas e ineficaces, la falta de protección del consumidor en situaciones de daños ocasionados por suministro ineficiente de energía eléctrica, la ausencia de políticas orientadas a impulsar una educación de consumo responsable, además de las asimetrías de información entre proveedores y consumidores, y entre estos mismos, atenúan notoriamente el grado de eficiencia económica con la que deben actuar tanto proveedores como consumidores en ambos mercados.

De este modo, las insuficiencias anotadas demuestran el gran impacto que ocasionó la puesta en marcha de las reformas adoptadas en los años ochenta, las que debilitaron el marco normativo regulador de la actividad eléctrica, lo que implicó, en particular, que disminuyera el excedente del consumidor a favor de los oferentes de servicios eléctricos. En gran medida, esta disminución se produjo como consecuencia del sistema de tarifas adoptado —que liberó los precios de varios ítems considerados en la facturación de la prestación de servicios eléctricos propios de un mercado monopólico— y debido a la ausencia de normas que contribuyen a garantizar la calidad del servicio y prácticas de consumo eficiente de la energía eléctrica (Rozas, 1999).

equivalentes a 40 000 dólares. Uno de sus ejecutivos señaló que el efecto mayor se produce sobre sus hornos, cuya vida útil, tras esta falla, se acorta irremediablemente. Así, también, la fundición Ventanas de ENAMI sufrió pérdidas por 80 000 dólares el 16 de noviembre, cuando le fue interrumpido el suministro de electricidad sin aviso previo. El 70% de este monto se explica por el desperfecto que sufrió un equipo y el 30% restante por la menor producción. ENAMI evaluó las pérdidas totales ocasionadas por los cortes de energía en 150 000 dólares (Olate, 1998b).

La desprotección de los clientes regulados ha sido especialmente evidente en la negativa de las empresas distribuidoras a compensar a sus clientes no regulados por los daños ocasionados. El argumento esgrimido por las empresas se basa en el precepto legal que instituye la compensación sólo si la situación es hidrológicamente igual o menos difícil que la de 1968, lo que no habría ocurrido en 1998, independientemente de que el origen de la falla se relaciona con la sequía o si obedece a problemas de eficiencia técnica. El vacío legal que esta situación pone al descubierto señala que no sólo debe considerarse que los cortes de luz se prolongaron más allá de lo anunciado o que algunos de los cortes se produjeron antes de la dictación del decreto de racionamiento, como lo sostuviera en su oportunidad el ministro Landerretche (Landerretche, 1998), sino que la mayoría de los derechos de los consumidores reconocidos internacionalmente no están consagrados en la legislación eléctrica chilena.

C. Disminución del límite de sobrepago en las tarifas de invierno

Otro efecto de la crisis fue la disminución del límite de sobrepago en las tarifas de invierno como consecuencia del menor consumo determinado por los cortes de suministro y el ahorro, lo que obligó a replantear la modalidad de cálculo de tales límites para los efectos de no castigar a los usuarios que habían acogido favorablemente la campaña de ahorro energético.

El gasto en electricidad realizado en verano por un cliente sirve como base para determinar el límite de demanda en invierno, margen que si se supera da pie para cobrar una tarifa de sobreconsumo a los usuarios por parte de las compañías distribuidoras.

Desde esta perspectiva, diversos sectores pusieron en cuestión que se pidiera a la población realizar ahorros de electricidad, si con ello se estaba rebajando el límite para el consumo máximo que las personas podían realizar en invierno, sin pagar recargos. Por otra parte, se sostuvo que esta situación constituía una mala señal, ya que desincentivaba a los clientes residenciales a disminuir su nivel de consumo en los próximos meses, dado que les significaría verse castigados más adelante. De acuerdo con ello, se sostuvo que debía modificarse la norma que establece el cálculo de las tarifas de invierno si acaso el objetivo era estimular el ahorro de electricidad.

En opinión de CHILECTRA, sin embargo, lo que correspondía hacer era aplicar la legislación, lo que significa que no deberían introducirse cambios en la forma de calcular las tarifas de invierno, aun cuando 1998 sea un año seco o se haya dictado un decreto de racionamiento. En diversas declaraciones al respecto, esta empresa subrayó que el decreto de racionamiento nada decía sobre este particular.

Por otro lado, a juicio de CHILECTRA no existe un “incentivo perverso” para quienes ahorran electricidad. Según la empresa, los clientes afectados suman unos 57 450, quienes corresponden al 5% (4 149 000) del total de clientes residenciales, Baja Tensión opción 1 (BT1). Este 5% corresponde sólo a aquellos que consumen más allá del límite general de 250 kWh mensuales en el invierno, en circunstancias que el consumo promedio se sitúa entre los 170 kWh y los 180 kWh. Para aquellos que sobrepasan el límite rige un cálculo de un mínimo de 200 kWh más el promedio del consumo entre los meses de abril y octubre último que se recarga con un 20%. Es decir, si baja el consumo de verano por efecto de ahorro voluntario, cortes de luz obligados, acuerdo con clientes o disminución del voltaje, el límite individual también caería.

En 1997, a propósito de las medidas de ahorro voluntario que lanzó la CNE, los usuarios consultaron cuál era el incentivo para ahorrar energía eléctrica en verano si en invierno los clientes residenciales que superen los 250 kWh al mes deberán pagar con recargo el mayor consumo con relación a los meses pasados.

En ese entonces, el Ministro Presidente de la CNE, Alejandro Jadresic, afirmó que el ahorro de verano no sólo implica menor facturación para el cliente, sino que éste reduce el gasto total anual en el servicio eléctrico. Agregaba que si bien el disminuir el consumo de verano puede bajar el límite de invierno e incrementar la cuenta en dicho período, la mayor facturación resultante en invierno será inferior a los ahorros realizados en verano. Ello, porque la tarifa está constituida por el cargo fijo y los gastos correspondientes a energía, potencia y costos de distribución; mientras que el sobrecargo de invierno solamente se aplica a los últimos ítems. En consecuencia, rezaba en aquella oportunidad este argumento, los usuarios que disminuyan su consumo de electricidad en verano terminarán pagando una cantidad menor equivalente al gasto en la energía ahorrada en dicho período.

A pesar de la posición asumida por la principal empresa distribuidora de electricidad del país y ante la necesidad de disminuir el consumo de electricidad, Landerretche reiteró la decisión de efectuar modificaciones al decreto de racionamiento para cambiar la forma de cálculo de las tarifas de invierno durante este período excepcional.

A mediados de diciembre, se anunció que las distribuidoras eléctricas y el Gobierno habían llegado a un principio de acuerdo para modificar la fórmula de cálculo de las tarifas de sobreconsumo de invierno, de modo que este último no se vea afectado por los esfuerzos de ahorro que los usuarios realizaran durante el verano en respuesta al llamado de la autoridad.

A fines del mismo mes, las empresas distribuidoras y la CNE acordaron una nueva fórmula para calcular las tarifas de invierno. El ahorro de electricidad en la temporada de verano sería premiado con una baja en las tarifas de invierno. Las 32 empresas que distribuyen electricidad en la zona comprendida entre Taltal y Chiloé, implementarán un sistema tarifario orientado a incentivar el ahorro: compararán el consumo entre los meses de octubre de 1997 y abril de 1998 con el registrado entre octubre de 1998 y abril de 1999, y sobre la base del promedio que resulte más bajo definirán la tarifa de invierno.

D. Ajuste de los planes de inversión y de contratos de suministro

Otro de los efectos de la crisis eléctrica lo constituye el ajuste a la baja de los planes de inversión en el sector eléctrico y de los contratos de suministro conforme a la ampliación del riesgo estadístico, como consecuencia del reemplazo de 1968 por 1998 como el año históricamente más seco. De acuerdo con la legislación en vigor, las empresas generadoras no pueden suscribir contratos por un volumen superior al que estarían en condiciones de producir en caso de que la hidrología fuera igual al período más crítico del que se tenga cuenta. Al disminuirse a partir de 1999 el parámetro de los recursos hídricos, disminuye asimismo el monto máximo de energía que las empresas hidroeléctricas están autorizadas a suscribir.

Para el representante en Chile de la empresa belga TRACTEBEL, Yves Joudian, el ajuste de los planes de inversión en el sector obedece principalmente al actual precio de la energía que hace poco atractivo construir centrales termoeléctricas. Según explicó no sólo se trata de la sumatoria de las dos sequías que les ha tocado enfrentar desde que entraron a la industria eléctrica chilena mediante la propiedad de Colbún, sino principalmente de la caída del orden de 40% experimentada por el precio de nudo. El resultado ha sido una notoria disminución de los ingresos, versus un alza igual de importante en los costos de generación.

En marzo de 1999, Colbún oficializó la postergación de su plan de inversiones, la que justificó por la incertidumbre generada a partir del tema de la fijación de precios de nudo. Para su gerente general, Francisco Courbis, el problema de mayor gravitación no radica en el hecho de que

el precio de nudo sea el parámetro empleado para tomar las decisiones de inversión, sino en el enfoque político que parece haber primado en su definición.

Frente a esta coyuntura, Courbis indicó que la compañía generadora ha decidido postergar sus inversiones y retrasar una serie de proyectos que estaban en carpeta. De hecho, la compañía tomó la decisión de paralizar el proyecto de construcción de la central hidroeléctrica Quilleco, de 80 mW, cuyas obras se iniciarían a contar del próximo año y entraría en operaciones el 2001. Asimismo, se anunció que otros proyectos que estaban en etapa de prefactibilidad también fueron diferidos. Uno de ellos es el proyecto El Manzano, central que también tenía una potencia de 80 mW.

Los otros proyectos de inversión que mantiene Colbún dependen de los resultados de la negociación que desarrolla respecto a los derechos de aguas, la mayor parte de los cuales están en poder de ENDESA. Este control se ha constituido en una barrera de entrada al ingreso de nuevos competidores a la generación hidroeléctrica debido a que actualmente no hay grandes derechos de agua a los cuales se pueda acceder. Esta situación está obstaculizando el desarrollo de Colbún por la vía hidráulica, a lo que se adiciona la percepción de que la recaudación de las centrales tampoco hace posible construir grandes centrales de embalses. Asimismo, la empresa descartó la segunda central de ciclo combinado, mientras no haya un cambio radical en las señales que se están dando a las empresas para incentivar sus inversiones.

Por su parte, ENDESA aplazó la definición de presupuesto 1999 hasta que se resolviera el costo de falla, lo que ocurrió recién a fines de marzo de 1999. Para definir y aprobar el presupuesto del ejercicio 1999, ENDESA esperó que el Ministerio de Economía se pronunciara sobre la divergencia planteada por los generadores respecto de cuál es el precio que debe regir para las transferencias de energía en el marco del actual decreto de racionamiento eléctrico. Al optarse por el costo de falla, los desembolsos de la compañía serán sustancialmente más altos por las compras que ha hecho en el sistema durante este período para cumplir con sus contratos de suministro, lo que, en opinión de fuentes de la firma citadas por la prensa, podría incidir en sus políticas de inversión.

E. Escenario favorable a la introducción de cambios a la Ley Eléctrica

La crisis eléctrica ha colocado de relieve la existencia de importantes vacíos e inconsistencias jurídicas en la legislación que reglamenta las actividades de las empresas del sector, lo que implica que sea frecuente la contradicción en la interpretación de una misma norma por parte de las empresas, o entre éstas y la autoridad del sector. Esto ha significado no sólo la omisión de la mayor parte de los derechos de los usuarios en la comercialización de los servicios de distribución eléctrica, sino, además, que las empresas y el gobierno deben sortear crecientes barreras para alcanzar sus objetivos. Esta dificultad nace principalmente de la falta de transparencia que en los momentos críticos caracteriza a esta industria debido a la ocultación de información por parte de las empresas en situación de déficit, la inexistencia de mecanismos idóneos de resolución de conflictos y de la carencia de normas claras y eficaces en un conjunto de aspectos de primera importancia del negocio eléctrico.¹⁹

No resulta extraño, en consecuencia, que la profundización de la crisis eléctrica haya contribuido a fortalecer en el plano de la conciencia colectiva de la sociedad chilena la idea de que el actual marco legal regulador de la actividad eléctrica avala la ineficiencia de las empresas

¹⁹ A modo de ejemplo, cabe mencionar el caso del concepto de “fuerza mayor” que permite exculpar los daños a terceros provocados por fallas técnicas en centrales térmicas cuando el nivel de afluencias hídricas está por debajo del año definido como parámetro, asumiéndose que su origen está en un fenómeno natural, esto es, ajeno a la voluntad humana.

eléctricas en la medida que el incumplimiento de las normas dispuestas por la legislación respectiva no involucra una sanción ejemplar que desestime la reiteración de dicho incumplimiento. Probablemente esta percepción se ha difundido en la sociedad chilena por la impugnación que las empresas del sector hicieron al nuevo Reglamento de la Ley Eléctrica, lo que ha impedido su aplicación durante la crisis.

Uno de los efectos más importantes de la crisis eléctricas es el reconocimiento por parte de las empresas eléctricas de las insuficiencias del marco legal que reglamenta la actividad. Hasta ahora el discurso empresarial había sido negar la necesidad de modificar la legislación en la medida que los empresarios estimaban que era posible perfeccionar algunos puntos por la vía reglamentaria, tales como peajes, calidad del servicio, multas y relación de éstas con la calidad del servicio suministrado. Era claro, sin embargo, que dicho perfeccionamiento del marco regulador no podía ir más allá de lo dispuesto por la misma ley, lo que impedía hacer modificaciones más de fondo al modelo eléctrico.

Entre los tópicos que despiertan mayor consenso acerca de la necesidad de cambiar de manera sustantiva las normas que lo regulan destaca lo relativo al funcionamiento del CDEC. Inicialmente las empresas generadoras habían rechazado tajantemente cualquier modificación sobre este particular, especialmente la idea de instituir la participación de un representante del Gobierno que había propuesto la CNE. Actualmente, sin embargo, son las empresas generadoras las que están planteando la necesidad de que el CDEC también cuente con un representante del Gobierno en su composición. Este cambio de posición fue dado a conocer por Jaime Bauzá, gerente general de ENDESA, quien no sólo expresó que el CDEC debía ser modificado en relación con los términos en que ha venido operando, sino, además, que esta instancia debía estar integrada por un representante permanente del Gobierno, con derecho a voz y voto. Eso, expresó, sería “extraordinariamente razonable” y daría “tranquilidad a todos los generadores en cuanto a que la situación estará informada en forma permanente”.

Por cierto, este radical cambio de posición de las empresas generadoras tiene que ver con el hecho de que gran parte de la responsabilidad en el desencadenamiento de la crisis eléctrica ha sido asignada a el CDEC, organismo clave en las decisiones técnicas y económicas que determinan qué centrales se despachan y en qué momento. En este sentido, de las decisiones que este organismo adopta depende si se conservan las reservas hídricas de las que dispone el sistema y se privilegia el uso de electricidad generada térmicamente a un costo mayor o se privilegia la generación hidroeléctrica barata en el momento sobre la base de estimaciones sobre afluencias hídricas futuras. La inclinación del CDEC por esta segunda opción —impuesta por las empresas hidroeléctricas que forman parte del CDEC— es considerada uno de los errores más relevantes cometidos por el CDEC durante 1998, el que habría sido un factor determinante en el desencadenamiento de la crisis eléctrica a fines de ese año.

Recuadro 6 **INTEGRANTES DEL CDEC-SIC**

Hasta septiembre de 1998, el CDEC estaba compuesto por ENDESA y sus filiales Pehuenche y Empresa Eléctrica Pangué S.A.; por GENER y sus empresas vinculadas Sociedad Eléctrica Santiago y Guacolda; por Colbún; y por Arauco Generación, esta última del grupo Angelini, que también es accionista de GENER. Ahora se incorporaron San Isidro y TRANSELEC, filiales de ENDESA, y, Sistema de Transmisión del Sur (STS) en el que también participa la generadora, aunque mayoritariamente la dueña es Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA), filial de Copec, también controlada por el grupo Angelini.

Fuente: CDEC.

Paradójicamente, en el mundo empresarial existe escepticismo acerca de los resultados que generará la transformación del CDEC en un organismo independiente, con personalidad jurídica y autónomo de las empresas generadoras, como lo establece el Reglamento de la Ley Eléctrica que impugnaron las empresas del sector. Este escepticismo nace de la percepción de que no es suficiente la independencia y autonomía del CDEC para que este cumpla con su objetivo principal, la seguridad del suministro, ya que la administración del CDEC seguirá dependiendo de directores que representan intereses contrapuestos de las empresas generadoras. Esa parece ser una de las razones por las cuales se postula la incorporación de un representante del Gobierno que vele por el cumplimiento de las obligaciones del CDEC.

Está claro, en definitiva, que la crisis eléctrica producida en noviembre de 1998 y su progresiva profundización en los meses posteriores han generado una oportunidad única de perfeccionamiento del marco normativo de la actividad que la sociedad chilena no puede desaprovechar.

F. Mayor participación de las centrales térmicas en la generación eléctrica

Otra de las consecuencias de la crisis eléctrica desencadenada en noviembre de 1998 ha sido la creciente participación de las centrales térmicas en la generación eléctrica, lo que podría incidir en los cálculos ulteriores del precio de nudo en la medida que parte importante de la venta de energía a grandes usuarios —clientes no regulados— corresponderá a electricidad generada por centrales térmicas, al menos en una proporción considerablemente mayor a la de aquellos períodos de afluencias hídricas normales.

La mayor participación de las centrales térmicas en la generación eléctrica no es sólo un efecto provocado por la sequía y su impacto sobre la capacidad de generación de las empresas hidroeléctricas. En tal dirección apuntan también las inversiones en centrales a gas que vienen realizando las principales empresas del sector, las que ya se están incorporando al parque generador, pese a sus dificultades de montaje y funcionamiento. Estimaciones privadas señalan que hacia el año 2002, la producción hidroeléctrica se reducirá de 60% a 48%. También disminuirá el peso del carbón, de 28% a 20%, en tanto el gas natural representará el 21% de la energía eléctrica producida al nivel nacional.

La mayor diversificación de las fuentes de generación eléctrica que conlleva la incorporación de las centrales de ciclo combinado a gas no deberá implicar presiones al alza sobre el precio de la electricidad en la medida que su costo de generación (2.06 centavos de dólar el kWh generado) es muy similar al costo de las centrales hidroeléctricas en funciones (1.9 centavos de dólar el kWh generado), con la ventaja de que la provisión de su insumo básico puede ser más estable que la observada en las centrales de generación hídrica.

G. Cambios en la rentabilidad relativa en las empresas del sector

Las dificultades de las empresas hidroeléctricas para cumplir con sus compromisos de venta de energía les han generado un costo adicional no menor en la medida que parte importante de su déficit ha debido ser cubierto con energía adquirida en el mercado *spot* a empresas generadoras excedentarias a un precio bastante más alto respecto del costo de generación hídrica. Según lo señalado por María Isabel González en su intervención ante la Comisión Investigadora de la Cámara de Diputados, el costo de generación de una central hidroeléctrica es de 1.9 centavos de

dólar el kWh generado en tanto el de una central térmica de carbón asciende a 3.6 centavos de dólar y el de una central térmica de petróleo es todavía mayor (Cámara de Diputados, 1999). En consecuencia, por cada kWh que las empresas hidroeléctricas no podían generar, debían pagar más del doble a las empresas excedentarias para cumplir con los contratos de suministro que habían suscrito previamente.

A fines de enero de 1999, los grupos de empresas encabezados por ENDESA (hidroeléctricas) y GENER (termoeléctricas) firmaron un convenio según el cual ENDESA y las centrales Pangué, Pehuenche y San Isidro pagarían 25 millones de dólares a GENER y sus filiales ELECSA y Empresa Eléctrica Guacolda S.A. por las compras de energía efectuadas por las primeras a las segundas en el mercado *spot*, entre julio y diciembre de 1998, así como a adquisiciones de potencias contempladas en divergencias pendientes. Ambas partes precisaron que el monto señalado es provisorio y que se reservaban los derechos legales en cuanto a las diferencias pendientes que se refieren principalmente a la aplicación del costo de falla. Explícitamente, la divergencia respecto del costo de falla no forma parte de este acuerdo ni la transferencia de recursos a favor de las empresas excedentarias que su aplicación implica no están contenidas en el monto acordado.

El mayor costo operacional de las empresas hidroeléctricas provocó una importante disminución de sus resultados operacionales (véase cuadro 3). En el caso de ENDESA, esta disminución se agrega al mayor gasto financiero que deriva del creciente endeudamiento en que ha incurrido esta empresa para financiar en gran parte su expansión fuera de Chile, lo que determina que la rentabilidad de su capital haya caído fuertemente en 1998. En contraste, la mayor venta de energía alcanzada por las empresas de generación térmica les permitió una mejor posición en el mercado energético, aumentar sus ingresos y sus resultados operacionales y finales, sobre todo en el caso de aquellas empresas que ya disponen de centrales de ciclo combinado de gas natural cuyo costo de generación es de 2.08 centavos de dólar por kWh generado.

Cuadro 3
RESULTADOS Y RENTABILIDAD DE ALGUNAS EMPRESAS ELÉCTRICAS, 1997-1998

Millones de pesos de diciembre de 1998 y porcentaje

Empresa	Resultado		Rentabilidad		Resultado 4º trimestre	
	1998	1997	1998	1997	1998	1997
Colbún	169	10 316	0	2.4	301	-1 688
Endesa	45 177	122 446	3.50	9.5	3 622	-6 733
Transelect	15 962	10 798	9.00	70.5	-	-
Pehuenche	-3 591	22 957	-2.30	13.3	1 057	-1 207
Pangué	-5 469	1 240	-9.4	1.9	-467	-2 803
Gener	43 705	74 349	5.60	9.7	8 832	-1 237
Elecsa	17 978	-	37.5	-	7 218	-
Norgener S.A.	7 892	6 420	6.50	5.3	3 051	-54
Guacolda	2 100	9 671	2.40	11.2	1 510	-5 892

Fuente: Superintendencia de Valores y Seguros.

Los magros resultados obtenidos por las empresas hidroeléctricas pueden todavía deteriorarse al establecerse como señal de precio durante los períodos de racionamiento el costo de falla.

Hasta ahora la disminución de la rentabilidad del negocio hidroeléctrico ha sido parcialmente neutralizada mediante el retorno de las inversiones en el exterior (caso específico de ENDESA) y la instalación de centrales de ciclo combinado a gas (caso específico de Colbún). Esta última generadora, mientras pudo mantener en funcionamiento la Central Nehuenco entre fines de noviembre de 1998 y comienzos de abril, revirtió su condición de empresa deficitaria en excedentaria, obteniendo los beneficios del caso. Sin embargo, luego de la prolongada falla en que incurrió dicha central en abril de 1999, la posición de Colbún volvió a debilitarse.

Se concluye, en definitiva, que la crisis eléctrica ha determinado fuertes cambios de rentabilidad a favor de las empresas de generación térmica y en contra de las empresas hidroeléctricas.

H. Conciencia relativa acerca de la vulnerabilidad del sistema

En los últimos años Chile ha registrado uno de los crecimientos en la capacidad de generación más importantes de América Latina. Entre 1990 y 1997, la generación de energía eléctrica aumentó de 18 374 gWh a 32 549 gWh en 1997, lo que representa un incremento global de 77.2% durante el período y un aumento promedio anual de 8.51%, superando el crecimiento promedio del PIB entre los mismos años (Instituto Nacional de Estadísticas, 1998). Este aumento de la capacidad de generación se sustenta en la inversión anual realizada en el sector eléctrico a partir de 1989, la que ha alcanzado un promedio anual de 608 millones de dólares (Moguillansky, 1997).

El aumento de la capacidad de generación se ha caracterizado principalmente por dos aspectos concordantes con los criterios de la conducta racional del productor: primero, que tal aumento sigue con relativa precisión a la expansión de la demanda que las empresas generadoras proyectan para los próximos ciclos económicos, de manera de evitar una sobreinversión en el sector energético que implique no poder emplear posteriormente toda la capacidad de generación que se haya creado y, segundo, que se debe dar prioridad a la construcción de centrales de menor costo de generación, esto es, las centrales de generación hídrica, con el evidente propósito de ganar en competitividad y maximizar el retorno de la inversión.

En este contexto, ha habido quienes les cuesta comprender que a pesar de la fuerte inversión realizada, igualmente el país debe sufrir los efectos de una crisis eléctrica.

El hecho clave de que los agentes económicos no dieron importancia a la excesiva concentración de la generación basada en fuentes hídricas, soslayando el riesgo que implica la concentración de cualquier actividad, derivó en una alta vulnerabilidad del sistema eléctrico de la zona centro y sur del país. A ello se sumó el efecto de los criterios de política pública en materia energética por parte del gobierno chileno en cuanto a no dar señales explícitas respecto a la composición del parque generador que el país requiere desde el punto de vista de la seguridad y eficacia del sistema eléctrico. De este modo, la crisis eléctrica que afecta a Chile desde noviembre de 1998 es un nuevo ejemplo de cómo los criterios de mercado pueden resultar insuficientes para enfrentar los problemas del desarrollo de un país.

En los últimos meses ha habido múltiples evidencias de la extrema vulnerabilidad a la que está expuesta el sistema eléctrico de la zona centro y sur del país. Dos reflexiones surgen, en lo inmediato, con respecto al escenario descrito. Dados los profundos cambios climáticos que están afectando al planeta, está latente la posibilidad de que nuevas sequías se repitan en el futuro. En consecuencia, es menester que las empresas y la industria en general incorporen este factor a la hora de proyectar sus negocios, los que deben planificarse con una mentalidad de largo plazo. En segundo término, queda en evidencia que el país debe explorar todas las posibilidades tendientes a reducir el riesgo que implica la alta dependencia del recurso hídrico para la producción de electricidad.

I. Adquisiciones de empresas, relevo de actores y concentración económica en el sector eléctrico

Probablemente, la consecuencia más notoria de la crisis eléctrica enfrentada por Chile sea el controvertido cambio en la propiedad de las grandes empresas eléctricas que predominan en el mercado energético chileno. Este cambio en la propiedad y el control de la gestión de las mayores empresas del sector eléctrico ha estado asociado a una destacada oleada de adquisiciones de firmas hasta ahora controladas mayoritariamente por grupos empresariales locales e inversionistas institucionales que están siendo desplazados por empresas energéticas extranjeras que han iniciado muy recientemente su expansión internacional.

Sin duda, el ingreso de ENDESA España en agosto de 1997 a la propiedad de ENERSIS, uno de los mayores *holdings* en el área de energía eléctrica de América Latina, fue la señal más evidente del interés de algunas de estas empresas extranjeras por incorporarse a la propiedad de las grandes empresas energéticas chilenas, atraídas por su posicionamiento en varios de los mercados eléctricos de la región. Hasta entonces, el interés de empresas extranjeras por participar en empresas del área de energía sólo se había manifestado en la participación de TRACTEBEL, de origen belga, e IBERDROLA, de origen español, en la privatización de la mayoría accionaria de Colbún, que se adjudicaron en 1994 en conjunto con el grupo de empresas de la familia Matte.

En los últimos dos años, un número importante de empresas extranjeras ha buscado incorporarse a la industria energética nacional, por la vía de adquirir la propiedad y el control de las empresas eléctricas que exhiben un alto grado de internacionalización en algunas de las demás economías de la región, tales como las de Argentina, Brasil, Colombia y Perú, entre otras. Como era de esperar, este objetivo de empresas europeas y estadounidenses de adquirir empresas eléctricas chilenas diversificadas territorialmente y con suficientes ventajas de localización en otras economías de la región ha contribuido a poner en jaque el proceso de internacionalización hacia fuera que venía desarrollando el sector más dinámico del empresariado chileno durante los años noventa. Dicho proceso viene enfrentando dificultades desde mediados de 1997, a pesar de la importante afluencia de inversión directa realizada por empresas chilenas en los países de la región (CEPAL, 1998).

La crisis energética desencadenada a fines de 1998 es el detonante de este proceso en el sector eléctrico chileno, si bien el grupo controlador del complejo ENERSIS - ENDESA lo inició en 1997 suscribiendo una alianza estratégica con ENDESA España que significaba una participación cruzada en la propiedad de ambos *holdings* cuando todavía el gobierno español debía privatizar un porcentaje importante del capital de la eléctrica española.

La prolongación en 1998 de la sequía iniciada en 1997, además del fracaso de esta operación y la difícil relación entre la empresa española y los inversionistas institucionales locales, terminaron por convencer a los empresarios chilenos sobre la conveniencia de separar las actividades de distribución de generación y de proponer la venta de las empresas vinculadas a esta actividad. En esta decisión incidieron la disminución de la rentabilidad de la actividad generadora en el mercado eléctrico chileno y la disminución de las ventajas comparativas que hasta entonces había tenido la integración de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica debido a que las distribuidoras deben licitar sus contratos de suministro y a las fijaciones técnicas de los precios de nudo. A ello se suma la obligación de las empresas generadoras de competir por los clientes libres con empresas de distribución relacionadas.

Así, junto al interés de las empresas extranjeras por comprar empresas chilenas del sector eléctricas con ventajas de localización en mercados más amplios que el chileno y con la experiencia de aumentar con rapidez la eficiencia de empresas de servicio público de reciente

privatización, empieza a gestarse un creciente interés de los grupos empresariales locales por vender y/o incorporar un socio estratégico al *holding* respectivo con el propósito de mejorar su calificación financiera en los mercados internacionales de capital y hacer frente a pasivos crecientes generados en el proceso de expansión en la región. En el caso particular de los inversionistas institucionales —específicamente las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP)— la disminución de la rentabilidad de las empresas generadoras las condiciona a optar por disminuir progresivamente sus posiciones en las compañías eléctricas.

La toma de control de las principales empresas eléctricas chilenas por inversionistas internacionales durante los primeros meses de 1999 revocó las experiencias más exitosas de internacionalización hacia fuera de empresas locales. De esta manera, la globalización de la economía internacional pareciera excluir cada vez con más fuerza a los actores provenientes de las economías de menor desarrollo y tamaño relativo.

Junto con ello aumentó fuertemente la concentración accionaria intraempresa tanto en ENERSIS como en ENDESA, los dos principales grupos de empresas eléctricas del país, al aumentarse los límites máximos de concentración permitida por los accionistas. Esto significa eliminar el contrapeso que antes ejercían los accionistas minoritarios, permitiendo una mayor integración vertical en las actividades de generación, transmisión y distribución de la electricidad en la zona central y sur del país, lo que implica que aumentarán las barreras al ingreso de nuevos competidores al sector. Otra vez el mercado dio la respuesta menos adecuada a las necesidades del país.

Bibliografía

- Altomonte, Hugo y Graciela Moguillansky (199x), “La crisis eléctrica en Chile: ¿del modelo a imitar a principio de los noventa al modelo a evitar en el 2000?”, junio, inédito.
- Araos, Lissete (1999c), “Tarifas diferenciadas por horario permitiría ahorrar electricidad”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 5 de marzo.
- _____ (1999b), “Empresas calculan que precios de la energía eléctrica se mantendrán en los niveles actuales”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 17 de marzo.
- _____ (1999a), “Juan Antonio Guzmán: “Errores en estimación de precios de nudo han ido en desmedro de las generadoras”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile 2 de marzo.
- _____ (1998g), “Polémica entre ENDESA y Gobierno por costo de falla”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 27 de noviembre.
- _____ (1998f), “Racionamiento eléctrico genera altos costos a ENDESA y Colbún” en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 13 de noviembre.
- _____ (1998e), “Generadoras esquivan la normativa eléctrica”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 25 de noviembre.
- _____ (1998d), “Siemens y Colbún logran acuerdo sobre inicio de operación de Central Nehuenco”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 19 de noviembre.
- _____ (1998c), “Generadoras eléctricas alcanzan acuerdo para modificar funcionamiento del CDEC”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 26 de noviembre.
- _____ (1998b), “Fuertes discrepancias entre generadores por responsabilidad en el déficit eléctrico”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 16 de noviembre.
- _____ (1998a), “Eléctricas acusan falta de señales económicas adecuadas para el funcionamiento del sector”, en *Diario Financiero*, Santiago, Chile, 23 de noviembre.
- Aravena, Pamela (1999), “Las aguas bajan turbias”, en *El Mercurio*, Santiago, Chile, 8 de mayo.

- Asociación de Empresas de Servicio Público A.G., (1998), “Las distribuidoras eléctricas a la opinión pública”, inserción publicada en Diario Financiero, Santiago, Chile, 23 de noviembre.
- Cámara de Diputados (1999), “Informe de la Comisión de Minería y Energía sobre la investigación de los hechos que han motivado el racionamiento de energía eléctrica en el país”, Valparaíso, Chile, enero.
- Cea, Constanza (1999), “Nudos con solución”, en El Mercurio, Santiago, Chile, 19 de marzo.
- Comisión Económica Para América Latina y el Caribe (CEPAL) (1998), “Informe sobre la inversión extranjera en América Latina, 1998”, Santiago, Chile.
- Diario Estrategia (1998-1999), diversas publicaciones periodísticas relacionadas, noviembre a junio.
- _____ (1999b), “Precios de la energía”, Santiago, Chile, 5 de marzo.
- _____ (1999a), “Suministro eléctrico”, Santiago, Chile, 14 de enero.
- _____ (1998), “La intervención de la Cuenca del Maule tendrá escaso efecto en crisis eléctrica”, Santiago, Chile, 17 de noviembre.
- Diario Financiero (1999-1998), diversas publicaciones periodísticas relacionadas, noviembre a junio.
- Diario El Mercurio (1999-1998), diversas publicaciones periodísticas relacionadas, noviembre a junio.
- Dourojeanni, Axel y Andrei Jouravlev (1999), “El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad”, CEPAL, División de Medio Ambiente y Desarrollo, LC/R. 1897
- Guzmán, Juan Antonio (1998), “Todos los actores tienen su cuota de responsabilidad en esta crisis”, entrevista publicada en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 26 de noviembre.
- González, María Isabel (1998), “Las empresas han hecho primar intereses comerciales”, entrevista publicada en El Mercurio, Santiago, Chile, 15 de noviembre.
- Horvath, Antonio (1998), “La guerra del agua”, en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 23 de noviembre.
- Kuschel, Carlos Ignacio (1998), “Proposiciones Piñera a problema eléctrico”, en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 26 de noviembre.
- Landerretche, Oscar (1998), “La autoridad tiene responsabilidades técnicas en la actual crisis eléctrica”, entrevista publicada en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 30 de noviembre.
- Moguillansky, Graciela (1997), “La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno”, CEPAL, Serie Reformas Económicas N° 1, Santiago, Chile.
- Olate, Anita (1998a), “Proyecto que eleva fiscalización de eléctricas será enviado la próxima semana al Congreso”, en Diario Financiero, 25 de noviembre, Santiago, Chile.
- _____ (1998b), “Crisis eléctrica impactó a empresas con baja en la producción y mayor costo en mano de obra”, en Diario Financiero, Santiago, Chile, 30 de noviembre.
- Ominami, Carlos (1998), “Contenidos básicos de un proyecto de ley para el sector eléctrico”, en Diario Financiero, Santiago, Chile, 26 de noviembre.
- Pelligrini, Emilio (1999), “Costo de falla debiera resolverse a través de un arbitraje privado”, entrevista publicada en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 23 de marzo.
- Periódicos (1999-1998), El Diario Financiero, El Mercurio y Estrategia, diversas publicaciones periodísticas relacionadas, noviembre a junio.
- Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN) (1999), “La crisis eléctrica y la posición del PRIEN”, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, Santiago, Chile, inédito.
- Rozas, Patricio (1999), “Las debilidades del marco regulador del sector eléctrico de Chile desde la perspectiva de los derechos del consumidor”, CEPAL, División de Medio Ambiente y Desarrollo, Santiago, Chile.
- Sánchez, Marta (1998), “Economistas: racionamiento disminuirá en un punto el PIB del cuarto trimestre”, en Diario Financiero, Santiago, Chile, 25 de noviembre.
- Von Mühlenbrock, Hermann (1998), “Generadoras deben pagar el costo del autoabastecimiento en las industrias”, en Diario Estrategia, Santiago, Chile, 24 de noviembre.



Serie

Recursos naturales e infraestructura

Números publicados

- 1 Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 2 Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 3 El Código de Aguas de Chile: entre la ideología y la realidad, Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 4 El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)
- 5 La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US\$ 10.00), 1999. [www](#)

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

- 1 Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. [www](#)
- 2 Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). [www](#)
- 3 Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). [www](#)
- 4 El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
- 5 Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
- 6 Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). [www](#)
- 8 Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998.
- 9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. [www](#)
- 10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.
- 11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. [www](#)

- 12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.
- 13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.
- 14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. **www**
- 15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.
- 16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina”. Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.
- 17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea “Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina”. Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

-
- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
 - Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile, Fax (562) 210 2069, publications@eclac.cl.
 - **www**: Disponible también en Internet: <http://www.eclac.cl>.

Nombre:.....

Actividad:

Dirección:

Código postal, ciudad, país:

Tel.: Fax:

E-Mail: