

Regulación del sector eléctrico chileno

Pablo Serra

RESUMEN

La regulación eléctrica introducida a principios de la década de 1980 fue un esfuerzo notable, no sólo por su carácter precursor en el ámbito internacional, sino porque ha permitido el adecuado funcionamiento de un sector complejo. En efecto, las empresas han expandido su capacidad y aumentado su eficiencia interna en forma significativa desde su privatización. Existen, sin embargo, algunos problemas en la regulación del sector. En distribución, por ejemplo, las tarifas, aunque han disminuido, aún exceden a las socialmente eficientes a juzgar por las elevadas rentabilidades de las empresas que prestan este servicio. Asimismo, la insuficiente regulación de la transmisión, junto con la integración vertical del sector, dio origen a numerosos conflictos entre empresas del sector, obligando a las autoridades a introducir diversas modificaciones a la normativa, las que no siempre han sido afortunadas. La regulación tampoco ha funcionado apropiadamente en situaciones de sequía, causando costos innecesarios al país.

■ **Pablo Serra** es ingeniero matemático de la Universidad de Chile y Doctor en Economía de la Universidad de Yale. Es profesor del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile, del cual fue su Director entre 1998 y el 2001. Fue miembro de la Comisión Preventiva Antimonopolios entre 1992 y el 2001, y actualmente participa en la Comisión Nacional de Pesca. Ha publicado artículos en revistas como *International Economic Review*, *Quarterly Journal of Economics*, *Journal of International Economics*, *World Development* y *Energy Economics*. Ha realizado diversas consultorías para el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, así como instituciones de gobierno y empresas privadas.

PABLO SERRA, Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, Av. República 701, Santiago, Chile.

Fax : (562) 6897895

Correo electrónico: pserra@dii.uchile.cl

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo evalúa el funcionamiento del sector eléctrico desde su privatización, la que se desarrolló principalmente entre 1985 y 1989. La existencia de actividades que son monopolios naturales en el sector obligó a establecer un marco regulador con antelación a la privatización de las empresas. En consecuencia, el desempeño de éstas ha sido función tanto de su gestión interna como de la regulación.

El análisis que se lleva a cabo supone que los objetivos que se tuvo al privatizar este sector fueron financiar la expansión de servicios públicos que el Estado no estaba en condiciones de realizar y aumentar la eficiencia de las empresas. Por su parte, la ley que regula el sector, promulgada en 1982, tiene como propósito crear las condiciones para que las ganancias de eficiencia que se esperaban de la privatización beneficiasen a los consumidores.

Una evaluación rigurosa del proceso de privatización requeriría estimar cuál habría sido la trayectoria de las empresas si no hubiesen sido vendidas a inversionistas privados. Desgraciadamente, no existe información que permita aventurar dicha evolución. Por ello, este trabajo adopta un enfoque más modesto: analiza la trayectoria de un conjunto de variables tales como producción, empleo, precios y rentabilidad, indicativas del desempeño de cada sector, desde la privatización de las empresas. Afortunadamente, en muchos casos el cambio es tan manifiesto que permite hacer inferencias, a pesar de las obvias limitaciones de dicho enfoque. Por su parte, contrastar la evolución de servicios regulados y servicios competitivos permite establecer hipótesis con respecto a la eficacia del sistema regulador.

El proceso de privatización y regulación de empresas eléctricas ha tenido resultados positivos para el país. En efecto, las empresas realizaron las inversiones necesarias para suministrar una demanda que aumentó fuertemente en el período. La generación eléctrica creció desde 15.980 GWh en 1988 a 40.820 GWh en el 2001. La vigorosa inversión del sector se explica por el fin de la restricción financiera a que estaban sujetas las empresas públicas y a la existencia de un marco regulador plasmado en leyes muy detalladas que da garantías a los inversionistas de que sus inversiones no serán expropiadas a través de la manipulación de las tarifas de los servicios regulados (Levy y Spiller, 1994).

También existe evidencia de que las empresas incrementaron sustancialmente su eficiencia. Es así como la principal compañía de distribución eléctrica redujo las pérdidas de energía desde 18,8% en 1988 a 5,4% en 2001 y aumentó el número de clientes por trabajador desde 393 a 1.785 en el mismo período. Por su parte, en la mayor empresa de generación eléctrica, la producción por trabajador creció desde 3.5 GWh en 1988 a 18.1 GWh en el 2001. Si bien parte de los anteriores cambios se explica por la externalización de algunos servicios, la magnitud de éstos indica un importante aumento en la productividad laboral. Además, las empresas de generación eléctrica introdujeron nuevas tecnologías que redujeron sustancialmente los costos de producción. Fischer, Gutiérrez y Serra (2002), en un estudio estadístico de 35 empresas privatizadas encuentran que éstas aumentaron en forma sustancial la eficiencia en el uso del capital.

La fuerte ganancia de eficiencia de las empresas privatizadas no sería, sin embargo, distinta de la que experimentaron empresas similares. Así lo establecen Fischer, Gutiérrez y Serra (2002) quienes encontraron que la ganancia de eficiencia de las empresas privatizadas no es diferente de las que experimentaron las empresas privadas en períodos similares. Hachette y Lüders (1994), en tanto, llegan a conclusiones similares. Este resultado se explica porque a partir de 1974 las empresas públicas fueron sometidas a un resuelto proceso de racionalización, especialmente en términos de adecuar la fuerza laboral a sus necesidades. Por ejemplo, el número de trabajadores de Endesa disminuyó desde 8.504 en 1973 a 4.270 en 1979. Asimismo, a fines de los 70 el gobierno les comenzó a exigir a las empresas estatales utilidades acordes con los recursos invertidos (véase Alé y otros, 1990).

La constatación de que las compañías de servicios públicos aumentaron su eficiencia de manera similar a las demás empresas privadas de su mismo sector es una indicación de que la regulación ha funcionado en cuanto a incentivar la eficiencia en ellas. Este es un logro no menor si se consideran las complejidades propias de los servicios públicos. Si bien las tarifas de distribución han disminuido en forma significativa, las ganancias de eficiencia no han sido transferidas íntegramente a los usuarios, a juzgar por el aumento sustancial experimentado por la rentabilidad de las empresas distribuidoras desde su privatización. La dificultad para traspasar los beneficios a los consumidores proviene tanto de deficiencias en el marco regulador, debilidades en la institucionalidad reguladora como de problemas inherentes a la regulación¹.

Tres actividades se distinguen en el sector eléctrico: generación, transmisión y distribución. Las dos últimas constituyen monopolios naturales, por lo que están reguladas. Sin embargo, existe una diferencia entre ambas. Mientras los usuarios de los servicios de transmisión son las empresas de generación, los clientes de las empresas de distribución están muy dispersos, por ello, la forma de regular es distinta en cada caso. Igualmente, dado que no resulta económico almacenar la electricidad, las empresas deben organizarse de modo de minimizar el costo total de operación junto con satisfacer la demanda en cada instante del tiempo. La ley establece que las empresas de generación y de transmisión ubicadas en una misma zona deben interconectarse y coordinarse a través de un Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC).

La tarifa de distribución, denominada valor agregado de distribución (VAD), se fija cada cuatro años, de acuerdo a un método estipulado en la ley y debidamente reglamentado. En su cálculo se usa un tipo de regulación por incentivos: el enfoque de empresa modelo². Así, las tarifas se calculan de forma que una hipotética empresa eficiente obtenga una rentabilidad dada. Entre sucesivas fijaciones, las tarifas están indexadas a los precios de los principales insumos usados para dar el servicio. Este sistema de regulación pretende corregir los principales defectos del cálculo tarifario tradicional en que la empresa recibe una tasa de retorno establecida sobre sus inversiones. Al separar las tarifas de los costos reales se busca incentivar la eficiencia de las empresas. Chile fue el primer país en introducir

1 Fischer, Gutiérrez y Serra (2002) encuentran que la rentabilidad de las empresas reguladas aumentó de manera significativa luego de su privatización.

2 Para un análisis de la regulación de empresa eficiente véase Bustos y Galetovic (2002).

regulación por incentivos, lo que constituyó una real innovación tanto en términos teóricos como prácticos³.

La legislación supone competencia en el mercado mayorista de energía. Una condición para que ello ocurra es que los generadores puedan transportar la energía hasta sus clientes. En consecuencia, el sistema de transmisión constituye una instalación esencial para las empresas de transmisión. Por ello, la legislación establece el libre acceso al sistema de transmisión, pero la tarifa queda librada a la negociación entre las partes (aunque existe un proceso obligatorio de arbitraje en caso de desacuerdo). Sin embargo, esta regulación es insuficiente. Instalaciones esenciales no reguladas pueden abusar de su poder monopólico. Más aún, si la instalación esencial está verticalmente integrada a los segmentos no regulados, puede tener incentivos para sabotear a sus competidores⁴. Así, la legislación no sólo deja el peaje de transmisión librado a la negociación de las partes, sino que tampoco prohíbe la integración vertical entre segmentos competitivos y monopólicos. De hecho, Endesa, la principal empresa de generación, se privatizó junto con la red de transmisión.

La insuficiente regulación de la transmisión, así como la integración vertical del sector (a fines de la década de 1980 Enersis, el *holding* dueño de la principal empresa de distribución, inició un proceso de integración vertical con Endesa), dio origen a múltiples conflictos entre empresas. Esta situación llevó al gobierno a introducir modificaciones en la regulación con el fin de mitigar el impacto de la integración vertical. En 1990 se introdujeron los primeros criterios para la negociación del peaje por el uso de la red de transmisión, pero éstos son muy generales, admitiendo gran diversidad de resultados (véase Rudnick y otros, 1999).

En 1997 se cambió el reglamento del sector estableciéndose, entre otras materias, que los CDEC deben calcular el valor del peaje básico para cada una de las plantas, valor que sirve de referencia en las negociaciones entre las empresas de transmisión y generación. En la misma modificación reglamentaria, también se determinó que las empresas de distribución tienen la obligación de licitar públicamente los contratos de suministro. En 1999 Endesa vendió su filial de transmisión, luego de un fallo de la Comisión Resolutiva Antimonopolios del año 1977 que estableció que debía transformarse en un plazo prudente en sociedad anónima abierta con giro exclusivo, y sugirió su apertura a la participación accionaria de terceros.

La regulación no ha sido efectiva en períodos de extrema sequía. A pesar de la expansión de la capacidad instalada, se han producido períodos de racionamiento de energía en el Sistema Interconectado Central (SIC). En 1989 y 1990, por ejemplo, los clientes debieron reducir su consumo en un 10% durante aproximadamente 45 días. En 1998 y 1999, en tanto, el suministro fue nuevamente racionado y los clientes regulados, sometidos a cortes de luz. Por cierto, habría sido mucho más eficiente

3 La idea de empresa modelo fue formalmente introducida en la ley eléctrica de 1982, y usada por primera vez en el proceso tarifario de 1984. El célebre informe de Stephen Littlechild sobre regulación por precio techo (*price cap*), la otra variante de regulación por incentivos, data de 1983.

4 Mandy (2000) señala que los incentivos para que el dueño de una instalación esencial sabotee a sus rivales en servicios competitivos son ambiguos, porque el aumento de ganancias que pueda causar la discriminación aguas abajo puede ser inferior a la pérdida de utilidades aguas arriba debido a la menor demanda por la instalación esencial.

racionar este consumo vía precios tal como supone el espíritu de la regulación, pero existían vacíos en la normativa que impidieron hacerlo. La situación, además, se vio agravada por la falta de decisión del gobierno para dirimir discrepancias entre los generadores que por ley estaba llamado a resolver (véase Díaz, Galetovic y Soto, 2000).

Este trabajo continúa con una descripción de la regulación. Luego, en la sección 2, se analiza el desarrollo del sector eléctrico. La sección 3 evalúa el impacto de la concentración e integración vertical. La sección 4 analiza el desempeño del sector eléctrico. La última sección, finalmente, presenta algunas conclusiones.

1. El marco regulador

1.1 La institucionalidad

El gobierno estableció, con antelación a la privatización de las empresas, la institucionalidad reguladora del sector eléctrico. Es así como en 1978 creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), dirigida por un comité compuesto por siete ministros, presidido por el Ministro de Economía. Ella es la encargada de proponer las políticas sectoriales a ser implementadas a través de leyes y reglamentos. La CNE, asimismo, calcula las tarifas reguladas, y desarrolla semestralmente un plan indicativo de inversiones para el sector⁵. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), creada en 1985, fiscaliza la calidad del servicio, entrega concesiones temporales, y atiende los reclamos de los usuarios. Finalmente, el Ministro de Economía firma los decretos tarifarios y otorga las concesiones definitivas. De este modo, se separó la definición de política y regulación sectorial de la operación de los servicios, tareas que previamente estaban concentradas en manos de las empresas públicas.

También tienen responsabilidad en la aplicación del marco regulatorio los órganos antimonopolios. En 1973 se promulgó el Decreto Ley 211, el cual tipifica como delito cualquier acto que tienda a impedir la libre competencia. Entre estos actos, la ley menciona el reparto de cuotas de producción o de mercado y los acuerdos para fijar precios.

Los organismos encargados de defender y promover la libre competencia son la Comisión Preventiva, la Comisión Resolutiva y la Fiscalía Nacional Económica. El Fiscal Nacional Económico, jefe de la Fiscalía, es designado por el Presidente de la República. La Comisión Preventiva y la Comisión Resolutiva están integradas por cinco personas, los que duran dos años en sus funciones y no son remuneradas. Aquí ha existido un debate sobre las atribuciones de las comisiones antimonopolios, y, en especial, respecto a si tienen o no facultades para regular mercados. Este pareciera haberse decantado en torno al juicio de que la Comisión Resolutiva tiene facultades para establecer regulaciones estructurales, luego de un proceso legal en que se tengan pruebas de las situaciones de hecho y oportunidad de una defensa jurídica.

5 El plan indicativo considerando las proyecciones de demanda, las instalaciones existentes y las plantas en construcción, minimiza el valor presente de la inversión, operación y racionamiento del sistema.

1.2 La normativa

La ley sectorial data de 1982 (DFL N° 1 del Ministerio de Minería) y su correspondiente reglamento de 1985 (DS 5 del Ministerio de Economía), modificado en 1997 (DS 327 del Ministerio de Economía)⁶. La normativa distingue tres actividades distintas: generación, transmisión y distribución, pero no prohíbe la integración vertical de éstas. Si bien sólo las empresas de distribución de servicio público requieren de concesión, las empresas de generación hidráulica y transmisión también pueden solicitar concesiones. Las concesiones confieren la facultad de usar bienes nacionales de uso público para construir o instalar infraestructura. Asimismo, conceden el derecho a imponer servidumbres en terrenos privados. Las concesiones de distribución no son exclusivas, existiendo criterios objetivos y no discriminatorios para su otorgamiento, y se entregan por tiempo indefinido, pero pueden ser canceladas si la calidad de servicio cae bajo el estándar legal. Los distribuidores están obligados a tener contratos de suministro de energía y a dar servicio al interior del área de concesión en plazos definidos.

Las empresas de generación y de transmisión ubicadas en una misma zona deben interconectarse a solicitud de la autoridad y coordinarse a través de un Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC)⁷. Los objetivos de esta instancia son minimizar el costo de operación del sistema eléctrico, garantizar el derecho de los generadores a vender energía en cualquier punto del sistema y preservar la seguridad del servicio. Las tareas específicas del CDEC, establecidas en el Reglamento de 1985, y refrendadas en el Reglamento de 1997, en tanto, son planificar la operación de corto plazo del sistema, calcular el costo marginal instantáneo o precio *spot* en todas las barras pertenecientes a los nudos del respectivo sistema eléctrico y coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras y líneas de transmisión.

Todas las centrales deben estar disponibles para ser despachadas, salvo que esté programada su mantención. Con el fin de minimizar el costo total de operación, el CDEC despacha las centrales en orden ascendente de acuerdo a su costo variable, por lo que el precio *spot* corresponde al costo variable de la última central despachada. El despacho de plantas, independientemente de los contratos de suministro existentes, origina transferencias de energía entre los generadores, las que son valoradas a precio *spot* y cuantificadas por el CDEC. Cada empresa generadora debe estar en condiciones de satisfacer, considerando sus eventuales indisponibilidades, la demanda por potencia de sus clientes en las horas de punta del sistema. Anualmente, el CDEC determina los eventuales déficit de potencia de las empresas generadoras respecto de sus contratos de suministro, déficit que dan origen a transferencias entre los productores. En el Anexo se analiza la forma de determinar la potencia “firme” de las plantas generadoras. Las transferencias de potencia de punta se efectúan al precio de la potencia de punta fijado por la CNE. Este último se determina como el costo anualizado de aumentar la potencia durante

6 La normativa del sector también la componen el Reglamento de Explotación (DFL 4 de 1935), modificado por el DS 327, y los Dictámenes del Ministro de Economía, las normas técnicas emanadas de la CNE, los Reglamentos Internos de los CDECs y los acuerdos de los directorios de los CDECs.

7 Están obligados a integrar el CDEC los generadores con una potencia superior al 2% de la capacidad total instalada del sistema a la fecha de la constitución del respectivo CDEC y las empresas de transmisión con capacidad de 23.000 volts y superior y con líneas de más de 100 km de extensión. La integración de generadores con potencia instalada superior a 9 MW es opcional.

las horas de punta usando las plantas más económicas para este efecto, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia del sistema eléctrico.

La regulación distingue entre grandes y pequeños clientes. Los primeros, aquéllos con una demanda máxima por potencia superior a 2 MW, negocian libremente sus condiciones de suministro o bien licitan el abastecimiento entre los generadores. Los clientes pequeños, por su parte, tienen precio regulado que se compone de dos partes: el precio al cual las empresas de distribución compran energía a los generadores, y el valor agregado de distribución (VAD), que remunera el servicio de distribución. Los cargos de distribución se calculan para cada área típica, de modo que una empresa eficiente tenga una rentabilidad de 10% sobre sus inversiones. Este cargo se obtiene como un promedio ponderado de los estudios externos contratados por la industria y la CNE, respectivamente, donde el peso del estudio contratado por la CNE es dos tercios⁸. Luego, estos cargos de distribución se aplican a las empresas reales para calcular la rentabilidad media para la industria sobre el valor nuevo de reemplazo (VNR) de los activos. Si la rentabilidad media excede de 14% o es inferior a 6%, los cargos de distribución son ajustados para alcanzar la cota más cercana⁹.

El precio al cual las distribuidoras compran energía y potencia no puede exceder a los precios máximos determinados por la CNE, denominados precio de nudo. Este último tiene dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta determinado por la CNE. Con el propósito de estabilizar el precio de la energía, éste se computa cada seis meses como un promedio de los costos marginales esperados en los próximos 4 a 8 semestres¹⁰. Para ello se consideran proyecciones de la demanda y del precio del combustible usado por las plantas térmicas, el nivel de reservas de agua en los embalses, las plantas en construcción y el plan indicativo desarrollado por la CNE.

Los costos marginales futuros dependen de la hidrología esperada en un horizonte de los próximos cuatro años. El cálculo del precio de nudo supone que todas las hidrologías de una serie que incluye al menos los 40 últimos años tienen igual probabilidad de ocurrencia. Con esta información se construyen mil secuencias aleatorias de hidrología. Una combinación de años secos puede llevar a que la capacidad instalada sea insuficiente para abastecer la demanda dado el precio de nudo. En ese escenario, el costo marginal se iguala al precio que estarían dispuestos los consumidores a pagar por una unidad adicional de energía, el llamado costo de falla¹¹. Por esta razón, en la eventualidad de que la energía sea racionada, los generadores deben pagar a los usuarios una compensación igual al costo neto de falla (costo bruto de falla menos precio de nudo) por la energía no suministrada (véase Bernstein y Agurto, 1992).

Finalmente, los generadores pagan el costo marginal más un peaje básico por el uso de las líneas de transmisión. Dada la existencia de fuertes economías de escala en la construcción de líneas,

8 El uso del promedio crea incentivos errados: ambas partes tienen estímulos para manipular los estudios, pensando que la contraparte también puede hacerlo.

9 Los VNR son informados por la SEC. Discrepancias de las empresas respecto a los VNR estimados por la SEC conduce a un proceso de arbitraje realizado por tres expertos.

10 En el Sistema Interconectado del Norte Grande, que es completamente térmico, se consideran cuatro semestres.

11 El costo marginal de falla mide lo que los consumidores estarían dispuestos a pagar por el último kW de energía restringido, por lo que depende de la duración y profundidad de la falla. Para una descripción de los métodos para estimarlo véase Serra y Fierro (1997).

la tarificación a costo marginal no permite recuperar todos los costos de transmisión, los que incluyen la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR) y los costos anuales de operación y mantenimiento. La diferencia entre el costo total de una línea y el ingreso recaudado a través de los costos marginales se denomina peaje básico. Este se negocia entre cada generador y la empresa de transmisión. La falta de acuerdo obliga a un arbitraje.

En 1990, la autoridad especificó criterios generales para la determinación del peaje básico. Estos consideran dos aspectos: las instalaciones del sistema de transmisión que son afectadas por las inyecciones de energía que realiza cada generador, la llamada área de influencia, y el porcentaje del costo que cada planta debe pagar de las instalaciones incluidas en su área de influencia¹². Aunque usualmente la asignación del costo básico de una línea entre los distintos generadores era en función de la demanda máxima durante el horario de punta, este aspecto era normalmente motivo de arbitraje. El trabajo de Rudnick y otros (1998) mostró que las pautas son muy generales, admitiendo gran diversidad de resultados. En simulaciones realizadas para el SIC, la fracción del costo fijo del sistema de transmisión asignado a una planta específica fluctuó entre 0,7% y 13,0% del total, dependiendo de los criterios elegidos.

Los cambios introducidos por el Reglamento de octubre de 1997 (DS 327), que entró en vigencia en septiembre de 1998 con su publicación en el Diario Oficial, apuntan a resolver algunas de las falencias observadas en el funcionamiento del sistema. Es así como el DS 327 definió por primera vez normas de calidad técnica en distribución, las que entraron en vigencia a partir de la fijación tarifaria de 1999¹³. Asimismo, se obligó a las empresas de distribución a licitar su abastecimiento eléctrico entre los generadores. Eso no fue todo. El reglamento también modificó los principios para establecer la determinación de la potencia firme de cada planta (véase Anexo). También estableció la organización jurídica y administrativa de los CDEC, hasta ese momento instancias informales de coordinación, y les otorgó nuevas responsabilidades, especialmente en lo que se refiere al cálculo de los peajes de transmisión.

Antes del cambio reglamentario las decisiones debían ser tomadas por unanimidad en el directorio del CDEC, mientras las divergencias eran arbitradas por el Ministerio de Economía, cartera que tenía un plazo de 120 días para emitir su dictamen. Los constantes conflictos entre los miembros del CDEC, sin embargo, dificultaron la coordinación de actividades (entre 1994 y 1997 el Ministro de Economía debió resolver 20 controversias), pues las decisiones controvertidas no tenían validez legal mientras el ministro no resolviera. Además, la responsabilidad del CDEC se diluía por carecer ésta de personalidad jurídica. El reglamento de 1997 subsana esta situación, ya que establece que los CDEC deben tener personalidad jurídica, aumenta sus responsabilidades en la coordinación del sistema y otorga plena validez legal a las decisiones tomadas por simple mayoría en el directorio, mientras no exista una decisión en contrario de la autoridad.

12 Si bien el pago del peaje básico da derecho a retirar electricidad en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia, las plantas generadores deben cancelar peajes adicionales cuando venden energía fuera de su área de influencia.

13 También se alzaron las multas por fallas en la calidad de servicio. La sanción máxima aumentó 240 veces desde 500 UTM a 1.000 UTA, y se estableció que las empresas deben consignar un 25% de la multa para apelar ante los tribunales.

El CDEC está constituido por un directorio, formado por representantes de cada una de sus empresas integrantes, una dirección de operaciones, una dirección de peajes y una comisión de tres expertos. Tanto los miembros de las direcciones como los expertos son designados por el directorio, pero deben ser independientes. La dirección de operaciones es la encargada de administrar el sistema y despachar la energía¹⁴, mientras que la dirección de peajes es responsable de garantizar a todos los usuarios el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión. Si una empresa miembro del CDEC discrepa de una decisión de la dirección de operaciones o de peajes puede llevar la controversia al directorio. Si en el directorio no hay acuerdo, la discrepancia es sometida a la comisión de expertos, la que tiene 30 días para dar su parecer. Si luego de la opinión de los expertos persiste la divergencia en el directorio, ésta es sometida al arbitraje del Ministro de Economía, el que tiene 60 días para emitir su resolución.

El DS 327 trajo nuevas precisiones en la determinación de los peajes de transmisión. Primero, el área de influencia de una central se define como las instalaciones que tienen flujos desde la central a la subestación básica más cercana a ella¹⁵. Las subestaciones básicas son determinadas por la CNE¹⁶. Las instalaciones sujetas a peajes básicos son pagadas a prorrata entre las plantas de generación que las incluyan en su área de influencia, en proporción a las potencias firmes de cada central. Aquellas líneas en que la energía fluye en dirección opuesta a (se aleja de) una subestación básica, no son pagadas como peaje básico y, en tal condición, deben ser pagadas con peajes adicionales (el reglamento establece que los peajes adicionales se calcularán en la misma forma que el peaje básico)¹⁷.

La dirección de peajes de cada CDEC es la encargada de proponer al directorio el área de influencia de cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC y calcular el valor del peaje básico en cada una de las subestaciones básicas. Estos valores son referencias para las negociaciones de los peajes. La dirección también tiene la responsabilidad de proyectar anualmente la capacidad disponible de transporte.

2. Desarrollo del sector

2.1 Expansión

En Chile hay dos sistemas eléctricos independientes entre sí: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), los que en el 2001 generaron el 75,2% y el 24,1% del total nacional, respectivamente. El 0,7% restante es generado por dos empresas integradas,

14 Hasta el año 1999 el despacho lo realizaba la empresa de transmisión. Como ésta era propiedad de uno de los generadores, los demás generadores se sentían perjudicados por algunas de sus decisiones.

15 Es decir, son aquellas instalaciones que ven aumentar el flujo de electricidad cuando crece la generación de la central.

16 Las subestaciones básicas de energía corresponden a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de energía del sistema.

17 Algunas líneas podrían justificarse para funcionar sólo en situaciones de emergencia, por lo que normalmente no son utilizadas. Estas líneas no recibirían pago alguno de acuerdo al Reglamento vigente.

Edelaysen y Edelmag, localizadas en el extremo sur del país. Hay importantes diferencias entre ambos sistemas eléctricos. Primero, el SIC se privatizó mayoritariamente en la segunda mitad de la década de 1980, mientras que el SING se privatizó en la primera mitad de la década de 1990. Segundo, en el SIC la generación es mayoritariamente hidráulica, mientras que en el SING es termoeléctrica. Tercero, en el SING, a diferencia del SIC, prácticamente no existe integración vertical y no hay barreras de entrada. Finalmente, en el SING sólo el 10,5% de la energía se vendió a clientes regulados en el 2001, mientras que el SIC la cifra fue de un 67,9%. Por ello, analizamos ambos sistemas por separado.

Sistema Interconectado Central (SIC)

Este sistema se ha expandido fuertemente desde su privatización. En efecto, la generación bruta aumentó de 12.890 GWh en 1988 a 30.765 GWh en el 2001. Por su parte, en igual período, la capacidad instalada creció desde 2.942 MW a 6.572 MW. Normalmente las empresas de generación se han adelantado al plan indicativo de inversiones preparado por la autoridad. El anticipo, sin embargo, ha sido moderado, porque exceso de capacidad deteriora la rentabilidad de las empresas¹⁸. La puesta en funcionamiento del gasoducto que transporta gas natural desde Argentina en 1997 produjo un anticipo mayor. Esto, porque se construyeron tres plantas de ciclo combinado cuando el plan indicativo consideraba sólo dos¹⁹. A partir de 1999 el crecimiento ha sido lento debido a la fuerte caída en la rentabilidad de las empresas, la que, como veremos más adelante, sólo en parte se explica por una baja de precios.

A pesar de esta expansión de la capacidad instalada, se han producido períodos de racionamiento de energía en el SIC. Es así como en los años 1989 y 1990 los clientes debieron reducir su consumo un 10% durante aproximadamente 45 días. En 1998, en tanto, el consumo fue nuevamente restringido y las ciudades sometidas a cortes de luz²⁰. Por cierto, habría sido mucho más eficiente racionar vía precios, pero la regulación del sector tenía vacíos que impedían asignar la energía disponible en forma eficiente. La regulación establece que las empresas de generación deben compensar a sus clientes con el costo neto de falla cuando racionan el suministro. Si los generadores pagan este valor por toda reducción en el consumo con respecto a su cantidad normal, el costo bruto de falla pasa a ser el precio que ven los usuarios en el margen²¹. Ahora como el costo de falla corresponde a lo que están dispuestos a pagar los consumidores por una unidad adicional de energía para un nivel dado de consumo, la demanda debiera igualarse a la oferta (véase Serra, 1997, y Díaz, Soto y Galetovic, 1999).

En 1989 se introdujo un cambio en la regulación por el cual las empresas generadoras sólo deben compensar a sus clientes por la energía que no habrían suministrado si las condiciones

18 Atrasarse tampoco es beneficioso, porque el precio de nudo se calcula considerando el plan indicativo de la CNE, y de no invertir se corre el riesgo de no poder satisfacer la demanda.

19 Sin embargo, no hubo capacidad ociosa porque (i) 1998 fue un año extremadamente seco y (ii) la puesta en marcha de una de las centrales se vio retrasada en varios meses por problemas técnicos.

20 A principios de 1997 se produjeron problemas similares, pero el fantasma del racionamiento se disipó junto con las copiosas lluvias de ese año.

21 En efecto, si reduce el consumo no pagan el precio de nudo y reciben una compensación igual al costo bruto de falla menos el precio de nudo. Luego, el precio que observan es el costo bruto de falla.

hidrológicas hubiesen correspondido a las del año más seco en la serie usada para calcular del precio de nudo, pero sin especificar cómo proceder con el suministro no garantizado cuando las precipitaciones fuesen inferiores a las del año más seco de la serie. Esta situación condujo a los cortes de luz durante la sequía de 1998 y 1999. En efecto, 1998 fue el año más seco del siglo²², y los generadores deficitarios esgrimieron que si la sequía hubiese sido como la del peor año en la serie, ellos habrían podido abastecer toda la demanda.

Díaz, Galetovic y Soto (2000), en un exhaustivo análisis de la crisis eléctrica de 1998-1999, concluyen que ésta pudo haberse evitado con una intervención más decidida de las autoridades. Después de todo, la energía fallada fue 450 GWh, lo que representa menos del 2 por mil del consumo anual. Dichos autores estiman que, producto de la presión de algunas empresas, el agua embalsada se usó más rápido de lo conveniente. Pero el aspecto más determinante fue, a su juicio, la demora en determinar cuál era el precio *spot* al cual debían transar energía las empresas generadoras. Esto, porque mientras las compañías con excedentes de energía estimaban que habiendo falla el precio *spot* debía ser igual al costo de falla, las empresas deficitarias, por su parte, argumentaban que correspondía extender la limitación de compensaciones al mercado *spot*, por lo que las transferencias entre generadores se debían valorar al costo de operación de la central térmica más cara en operación.

Dicha controversia fue sometida al Ministro de Economía, el que luego de tomar el máximo de plazo legal para resolver (120 días) resolvió que, existiendo falla, la energía debía valorarse a costo de falla, pero dejó al CDEC la responsabilidad de determinar en qué barras del sistema había habido fallas, lo que produjo una nueva controversia al interior del CDEC. Mientras la controversia no estuviese zanjada, no existían obligaciones legales, por lo que los generadores no tenían incentivos para introducir nuevas centrales y reducir el déficit. A juicio de Díaz, Galetovic y Soto (2000), las autoridades se mostraron renuentes a tomar medidas posiblemente porque sus intervenciones tendrían efectos patrimoniales importantes, lo que las dejaba vulnerables a las críticas de quienes se sintieran perjudicados. Con el nuevo reglamento estas dificultades se habrían aminorado. Desgraciadamente, el CDEC del SIC recién comenzó a funcionar bajo la normativa del DS 327 en junio de 1999.

En ese mismo año nuevamente se cambió la normativa, y a partir de ella los generadores están obligados a compensar a los clientes por las restricciones en el suministro independientemente de la hidrología del año. Pero de poco ha servido este cambio, porque, dado el alto riesgo involucrado, los generadores han optado por no suscribir contratos con las empresas de distribución, y actualmente se opera en un vacío legal.

Si la distribución de probabilidades de la hidrología fuese conocida y en condiciones de sequía se compensara a los usuarios con el costo neto de falla por toda reducción en el consumo, entonces el sistema chileno equivaldría a uno donde el precio se determina en el mercado *spot* (Serra, 1997), con la excepción de que las empresas de generación enfrentan un riesgo mayor y los consumidores uno menor en comparación a un mercado *spot*. A lo anterior hay que sumar el hecho de que la

22 Esto se vio agravado por el retraso en la puesta en marcha de una turbina de ciclo combinado, lo que llevó a usar anticipadamente las reservas de agua.

distribución de probabilidades de la hidrología es desconocida, lo que aumenta todavía más el riesgo de los generadores. Más aún, el sistema parece subestimar el costo esperado de generación. Sin duda, no existe simetría entre los efectos de los años muy secos y los de los años muy lluviosos sobre los costos marginales. En el primer caso, el costo de falla de generación puede llegar a ser varias veces superior al precio de nudo. Por el contrario, en el segundo caso, el costo marginal a lo más puede caer a cero.

La complejidad en el cálculo del precio de nudo se explica por el deseo de que éste no presente grandes fluctuaciones en el tiempo. Por ello, cabe preguntarse si vale la pena tener un precio tan inflexible a las contingencias. Algunos expertos señalan que un precio de nudo que mira hacia el futuro y fluctúa menos da mayor estabilidad a las inversiones. Sin embargo, es exactamente al revés si se consideran las compensaciones. Para los consumidores, la estabilidad de precios es una ventaja, pero el mayor riesgo que absorben las empresas de generación a la larga se debiera traducir en tarifas más altas. De hecho, los generadores no firmarán contratos con las distribuidoras hasta que el precio de nudo no suba lo suficiente como para justificar el mayor riesgo²³. Si el cálculo del precio de nudo no considera adecuadamente el riesgo que absorben los generadores, no habrá empresas interesadas en abastecer a las distribuidoras.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

La generación en el SING ha crecido de manera explosiva desde la privatización de las empresas a principios de los '90. En efecto, la generación se elevó desde 3.350 GWh en 1993 a 9.851 GWh en el 2001. Este crecimiento se explica porque la producción del cobre en la zona abastecida por el SING –sector que demanda el 80% de la potencia–, se triplicó en la década de 1990. La demanda máxima por potencia creció algo menos (de 529 en 1994 a 1.281 en el 2001), debido a la incorporación de clientes con alto factor de carga. A diferencia de esto, la potencia instalada aumentó de manera desmesurada, subiendo desde 799, en 1993, a 3.441, en el 2001²⁴, lo que le hizo más que doblar la capacidad requerida. La expansión se produjo principalmente en los últimos tres años (la potencia instalada era de 1.476 MW en 1998) con la llegada del gas natural desde Argentina.

A pesar del exceso de capacidad instalada, la operación del SING no ha estado exenta de dificultades y la calidad de servicio no ha sido buena. Esto, en parte, se explica por la inestabilidad del sistema, debido a que las nuevas plantas son grandes respecto a la demanda (cada una de ellas puede absorber más de un 25% del consumo), mientras que dos clientes concentran el 50% de la demanda. Luego, si cualquiera de ellos sale del sistema, éste se hace muy inestable. Otra dificultad está en que los principales clientes están separados por largas distancias, lo que aumenta la fragilidad del sistema. Lo anterior se agrava por problemas regulatorios: no se paga a los generadores por tener reserva “en caliente” con la cual reaccionar instantáneamente y evitar que el sistema se caiga cuando se produce un imprevisto. Además, el pago de potencia firme no remunera adecuadamente el tiempo de puesta en

23 Una alternativa es que los generadores compensen a sus usuarios en la medida en que su producción sea insuficiente para satisfacer la demanda con una hidrología equivalente a la del año más seco usado para calcular el precio de nudo. Los consumidores pagarían el costo de falla por el consumo no sujeto a compensación.

24 Incluye a TermoAndes, planta instalada en Argentina, pero dedicada a abastecer el SING.

marcha de una central, la que puede variar desde media hora a un día, y que es de gran relevancia para restablecer el margen de reserva (véase Anexo)²⁵.

2.2 Innovación y eficiencia

Es un hecho que desde la privatización la productividad laboral ha aumentado fuertemente. En Endesa, la mayor empresa de generación, por ejemplo, los números muestran que la generación por trabajador creció desde 3,5 GWh en 1988 a 18,1 GWh en el 2001, tal como se observa en cuadro 1. En las empresas generadoras del SIC también se advierte un aumento en la eficiencia del uso del capital en dicho período. En efecto, la generación creció un 139%, mientras que la capacidad instalada lo hizo en 123%. Este cambio se explica por un aumento del parque térmico y por un menor crecimiento de la potencia máxima de punta, la cual sube un 117,6% entre 1988 y el 2001 (desde 2.157 MW a 4.694 MW). Esta situación se debe a un sistema tarifario que distingue la punta del valle, aunque no opera en el caso de los clientes residenciales. En el SING, en cambio, a partir de 1998 se produce una monumental pérdida de eficiencia en el uso de capital, fruto del aumento desmedido en la potencia instalada.

La introducción de centrales a gas de ciclo combinado representa un cambio tecnológico mayor. En efecto, en 1992 el 78,1% del parque de generación en el SIC era hidráulico, cifra que en el 2001 disminuye a 61,3%. Pero más importante que esto: antes las centrales térmicas se usaban principalmente para dar respaldo en años secos y en menor medida para operar en punta, mientras que las nuevas turbinas de ciclo combinado están pensadas para generar en base, y de hecho operan en torno al 70% del tiempo en un año normal. A principios de los 90, más del 90% de la generación era hidráulica en un año normal (en 1992 fue el 97,2%), mientras que en el 2001, año de hidrología media, la cifra fue de un 68,4%. Si bien el costo de generación (de largo plazo) en una planta hidroeléctrica es algo menor, el riesgo hidrológico, unido a reglas ambientales más estrictas para la construcción de embalses, está llevando a un parque generador más balanceado. En el SING se ha producido una rápida sustitución de las centrales a carbón por centrales a gas. Así, el año pasado el 69% de la generación fue con gas natural.

Respecto al sistema tarifario que se aplica en Chile para generación de electricidad, que retribuye tanto la capacidad instalada como la generación, minimiza, en condiciones ideales, conjuntamente el costo de operación y el de inversión (véase Joskow, 1976). Entre dichas condiciones está la ausencia de restricciones operativas. En la operación de los sistemas se presentan diversas restricciones de carácter discreto tales como niveles mínimos de operación y tiempos y costos de puesta en marcha. Estas restricciones, conocidas en la literatura especializada como *unit commitment constraints*, son más importantes en el SING, debido a su menor tamaño y obligan a modificar el orden de despacho eficiente. En este contexto, se puede mostrar que el sistema de tarificación usado no induce a una combinación óptima de plantas (véase Fischer y Serra, 2001). Algo similar ocurre con las plantas que, por razones de seguridad, deben operar fuera del orden de mérito. Desgraciadamente, no existe una solución analítica del problema en la literatura.

25 Actualmente en el SING las plantas despachadas deben tener un 8% de su capacidad ociosa para responder a emergencias, pero sólo un 2% alcanza a responder a una emergencia, lo que obliga a cortar los consumos eléctricos con menor costo de falla cuando se produce una de ellas. En el SIC este problema es menor porque cada planta genera una fracción menor del total, y las plantas hidráulicas pueden responder con gran velocidad a las contingencias.

Cuadro 1**ENDESA: Inversión, generación y productividad laboral**

Año	Inversión MM US\$	Generación GWh	Trabajadores		Productividad Laboral (GWh/trabajador)	
			Total	Generación ^a	Total	Generación
1988		10.243	2.925		3,5	
1989	110	8.971	2.980	1.291 ^c	3,0	6,9
1990	s.i.	9.073	2.883	1.277	3,1	7,1
1991	131	8.962	2.445	1.218	3,7	6,3
1992	47	10.023	2.347	1.170	4,3	7,7
1993	107	10.627	2.088	1.058	5,1	10,0
1994	94	11.277	1.970	1.029	5,7	11,0
1995	180	11.783	2.255	1.038	5,2	11,4
1996	235	12.898	1.692	879	7,6	14,7
1997	415	13.247	1.674	929	7,9	14,3
1998	579	12.188	1.763	780	6,9	12,4
1999	301	13.672	1.383	711	9,9	19,2
2000	145	15.346	888 ^b	574	17,3	26,7
2001	183	15.741	870	548	18,1	28,7

Fuente: Memorias anuales de la compañía.

a Supone que entre 1989 y 1992 un 37,5% de los empleados de Endesa individual trabajó en transmisión, cifra que corresponde al valor de 1993.

b Se vende filial de transmisión.

c Incluye los trabajadores en Gerencia General, Finanzas y Abastecimiento y Explotación

2.3 Distribución

En distribución también se han registrado importantes aumentos de eficiencia como lo muestra el cuadro 2. Chilectra, la mayor empresa de distribución, por ejemplo, más que duplicó sus ventas anuales de electricidad en 14 años, pasando desde 3.612 GWh en 1987 a 9.253 GWh en 2001, mientras su número de clientes creció desde 973.000 a 1.289.000. En el mismo período, el número de trabajadores disminuyó desde 2.587 a 722, aumentando el número de los clientes por empleado desde 376, en 1987, a 1.785, en el 2001. A esto también hay que sumar la reducción en las pérdidas de energía, las que bajaron de 19,8% a 5,4%. Por cierto, parte de estas ganancias de eficiencia se explican por el aprovechamiento de economías de escala en un sector cuyas ventas han crecido a una tasa anual superior al 5%. Pese a lo anterior, la distribución ha sido un segmento poco innovador. La mayoría de los clientes residenciales usa un tipo de tarifa que no distingue entre consumo de punta y consumo

Cuadro 2

Chilectra: Ventas, empleados, productividad laboral y pérdidas de energía

Año	Ventas (GWh)	Clientes Miles	Empleados	Clientes/ Empleado	Ventas/ Empleado	Pérdidas de Energía (%)
1987	3.612	973	2.587	376	1,4	19,8
1988	3.844	1.008	2.565	393	1,5	18,8
1989	4.070	938	2.144	437	1,9	16,1
1990	4.230	935	2.159	433	2,0	13,6
1991	4.568	960	2.125	452	2,1	13,3
1992	5.338	988	2.086	473	2,6	12,0
1993	6.476	1.018	1.856	549	3,5	10,6
1994	6.359	1.064	1.823	587	3,5	9,3
1995	6.676	1.100	1.801	610	3,7	9,0
1996	7.256	1.133	1.643	689	4,4	8,6
1997	7.647	1.169	1.662	703	4,6	7,6
1998	8.175	1.212	1.383	724	5,9	6,0
1999	8.425	1.239	1.383	896	6,1	5,3
2000	8.854	1.262	867	1.455	10,2	5,2
2001	9.253	1.289	722	1.785	12,8	5,4

Fuente: Memorias anuales de la compañía. Chilectra fue creada a fines de 1987 por su matriz Enersis. Los datos de 1987 corresponden a esta última. En 1989 se separa la distribuidora Río Maipo de Chilectra.

fuera de punta, lo que produce pérdida de eficiencias (hecho que habría que contrastar con el costo de tener medidores más sofisticados).

2.4 Internacionalización de la industria

Una prueba del dinamismo de este sector es que la mayoría de las empresas invirtió fuertemente en América Latina aprovechando el proceso de privatización que hubo en la región. En efecto, a comienzos de la década de los 90 las eléctricas chilenas fueron las principales compradoras de empresas eléctricas privatizadas en Argentina y Perú, para luego adquirir empresas en Colombia y Brasil. Este es el caso de Gener, empresa que actualmente tiene 1.000 MW en Colombia y 586 en República Dominicana, y que contabilizaba 2.165 MW en Argentina hasta el 2001 (excluyendo los 644 de TermoAndes). A su turno, la empresa de generación que más ha invertido en el exterior es Endesa, la que sólo tiene el 30,4% de su potencia instalada en Chile como se muestra en el cuadro 3. Entre las empresas de distribución, en tanto, se produjo un fenómeno similar. Chilquinta tiene 682.228 clientes en Perú, lo

que equivale a un 59% del total; CGE registra 595.614 clientes en Argentina, cifra que corresponde al 37%, y el grupo Saesa tiene 140.000 clientes en Río Negro, número que representa el 22% del total. Pero la empresa que más se ha internacionalizado es Chilectra, compañía que sólo tiene el 13,1% de sus clientes en Chile. Estas inversiones, sin embargo, debido principalmente a las dificultades por las que atraviesa la mayoría de los países de América Latina, no han sido rentables.

Como contrapartida, la mayor parte de las empresas eléctricas nacionales adquiridas inicialmente por inversionistas locales, pasaron a ser controladas por empresas extranjeras a partir de fines de la década de los 90. Desde 1998 Endesa España controla a Chilectra y a partir de 1999, a Endesa. AES, a su turno, adquirió la propiedad de Gener en el 2000. Chilquinta es desde 1999 propiedad conjunta de Sempra y PSEG, ambas empresas de los EE.UU., y PSEG, además, es desde el 2001 dueña del grupo Saesa. PPL de los EE.UU. controla desde 1999 el grupo Emel, si bien ya había ingresado en su propiedad en 1997. La belga Tractebel, por su parte, participó en la privatización de Electroandina en 1995 y desde 1996 tiene un 50% del pacto de accionistas que controla a Colbún. La única empresa eléctrica importante donde no existe una significativa presencia de capitales extranjeros es CGE.

Cuadro 3

Inversiones extranjeras de la industria local (2001)

País	Endesa MW	Chilectra miles de clientes
Argentina	3.622	2.097
Brasil	658	3.608
Chile	3.637 ¹	1.274
Colombia	3.034	1.850
Perú	997	867
% en Chile	30,4%	13,1%

Fuente: Anuario CDEC y memorias de las empresas.

1 Incluye a Celta y Nopel.

3. Concentración e integración vertical

3.1 La reestructuración inicial

A fines de los 70, el sector eléctrico estaba constituido por dos empresas públicas: Endesa y Chilectra. Además, Endesa poseía dos filiales regionales de distribución: Saesa y Frontel. Si bien estas últimas fueron privatizadas en 1980, la mayor parte de las compañías públicas fueron enajenadas entre 1986 y 1989, luego de la reestructuración del sector. En ese marco, Endesa fue dividida en 14 compañías. Seis generadoras: Endesa, que retuvo la propiedad del sistema de transmisión del SIC;

Colbún, Pehuenche, Pilmaiquén, Pullinque y Edelnor, de las cuales las cinco primeras están localizadas en el SIC; y seis distribuidoras: Emelat, Emec y Emelectric, Emelari, Eliqsa y Elecda, de las cuales las tres primeras están en el SIC. Las dos empresas restantes son Edelayesen y Edelmag. Chilectra, por su parte, fue dividida en tres empresas localizadas en el SIC: una generadora, Gener, y dos distribuidoras, Chilectra (Chilmetro al momento de su privatización) y Chilquinta.

Pilmaiquén, Emec y Emelectric fueron vendidas en 1986 a través de licitaciones públicas. Igual procedimiento se usó en 1987 para vender Pullinque y Emelat. Las empresas grandes fueron privatizadas a través de licitaciones periódicas de paquetes minoritarios de acciones en la Bolsa de Comercio y de la venta directa de acciones a empleados de dichas empresas, a empleados públicos y a pequeños inversionistas locales. La privatización de Chilectra, Chilquinta y Gener comenzó en la segunda mitad de 1985, completándose en enero de 1988. En julio de 1987 se inició la privatización de Endesa, y a fines de 1989 el 72% de la empresa estaba en manos privadas. El control de Edelmag pasó a manos privadas en 1988, y lo mismo ocurrió con Elecda, Emelari y Eliqsa en 1989. La privatización de Endesa y las otras cuatro empresas se completó en 1990. A fines de 1989, en tanto, Endesa se adjudicó la empresa Pehuenche.

Así, a fines de 1989, sólo cuatro empresas eléctricas estaban en manos del Estado: Edelnor, Colbún, Edelayesen y Tocopilla, esta última división de la minera estatal Codelco. La privatización de Edelnor se inició en 1991, y el control pasó a manos privadas en 1994, mientras que en 1999 se completó con la venta del 8,81% que estaba en manos del Estado. En 1995, Codelco adjudicó en licitación pública el control de la planta termoeléctrica Tocopilla localizada en el SING, hoy llamada Electroandina. En 1996, en tanto, un consorcio adquirió un 37,5% de Colbún. Antes de dicha venta, sólo el 15% de las acciones de esta empresa estaban en manos privadas. En diciembre de 1997, el gobierno vendió en la Bolsa de Comercio el 4,65% de las acciones de Colbún y el 35,6% restante en el 2001. Edelayesen, finalmente, fue vendida en noviembre de 1998 a través de una licitación pública.

3.2 Concentración en generación

A pesar de la reestructuración inicial, el SIC terminó relativamente concentrado, en parte porque se permitió a Endesa comprar la hidroeléctrica Pehuenche. En diciembre de 2001 Endesa y sus filiales (Pehuenche, Pangue y San Isidro) poseían el 53,7% de la potencia instalada en el SIC, mientras que Gener y sus filiales (Guacolda, Santiago y Energía Verde) tenían el 22,2% y Colbún el 16,2%. De esta forma, las tres generadoras más grandes tenían, en conjunto, el 92,1% (véase cuadro 4). Esto, sin embargo, representa un avance respecto de 1992 cuando dichas empresas tenían participaciones de 63,5 y 19,8 y 12,8%, respectivamente, haciendo un total de 96,1%.

Endesa, además, es dueña de los derechos de agua para construir los proyectos hidroeléctricos más atractivos. En efecto, Endesa tiene el 60% de los derechos no consuntivos de agua que han sido asignados, de los cuales ha desarrollado menos del 20%²⁶. Sin embargo, la importación de gas natural

26 En 1987, Endesa solicitó derechos adicionales que le habrían permitido concentrar el 80% de los derechos no consuntivos de agua en el país. La Comisión Preventiva recomendó al órgano del Estado encargado de asignar dichos derechos no otorgarlos, salvo que se solicitasen para realizar un proyecto específico.

Cuadro 4

Potencia instalada en el SIC (1997)

Compañía\ Año	1992		1996		2001	
	MW	%	MW	%	MW	%
AES Gener	756	19,8	756	15,6	756	11,5
Guacolda			304	6,3	304	4,6
Santiago					379	5,8
E. Verde			17	0,4	17	0,3
Endesa	1.928	50,4	1.832	37,8	2.072	31,5
Pangue			450	9,3	467	7,1
Pehuenche	500	13,1	585	12,1	623	9,5
San Isidro				0,0	370	5,6
Colbún	490	12,8	527	10,9	1.067	16,2
Arauco Gen.			130	2,7	53	0,8
Ibener					124	1,9
Otros	150	3,9	251	5,2	340	5,2
Total	3.825	100,0	4.852	100,0	6.572	100,0

Fuente: Anuario CDEC-SIC.

desde Argentina, que comenzó en agosto de 1997, disminuyó la importancia de dichos derechos. De acuerdo a la CNE (1997), el costo de generación para una turbina a gas de ciclo combinado era de US \$2,1 por KWh, aunque algo mayor que los US \$1,9 por KWh en generación hidráulica, lo que representaba una fuerte disminución con respecto a las antiguas centrales térmicas a carbón, cuyo costo era de US\$ 3,6 por KWh.

El sistema SING está menos concentrado que el SIC. En él participan seis generadoras, Electroandina, Edelnor, TermoAndes, Norgener, Nopel y Celta. Las empresas TermoAndes y Norgener, a su vez, son filiales de Gener. Endesa, por su parte, es propietaria del 50% de Nopel y el 100% de Celta. Considerando a Endesa y su filial Nopel en forma conjunta, los tres grupos más grandes tienen el 79% de la capacidad instalada, mientras que la mayor empresa se lleva un 29,9% de ella²⁷. Esta situación se compara favorablemente con la del año 1993 cuando una sola empresa concentraba el 79% de la potencia instalada. Salvo en el caso de Edelnor, existe una estrecha relación entre los generadores del SING y del SIC.

En el SING las barreras de entrada son escasas. Primero, porque el sistema es 99,6% térmico, por lo que los derechos de agua no juegan ningún papel. Segundo, las empresas distribuidoras no

²⁷ La generación está más concentrada, porque tres compañías reúnen el 85% de la generación.

Cuadro 5

Potencia instalada y generación en el SING

Año	Potencia instalada						Generación	
	1993		1998		2001		2001	
Empresa	MW	%	MW	%	MW	%	GWh	%
Electroandina	629	78,7	629	42,6	1.029	29,9	2.545	25,9
Edelnor	96	12,0	472	32,0	723	21,0	2.257	22,9
Celta	74	9,3	98	6,6	182	5,3	763	7,7
Nopel					588	17,1	2.830	28,7
Norgener			277	18,8	277	8,1	68	0,7
AES Gener					643	18,7	1.386	14,1
Total	799	100,0	1.476	100,0	3.441	100,0	9.852	100,0

Fuente: Anuario CDEC-SING.

están relacionadas con las de generación. Tercero, la propiedad de las líneas de transmisión está distribuida entre los generadores y los principales usuarios (véase cuadro 6). Finalmente, en el año 2001, el 89,5% de la demanda por energía en este sistema correspondía a clientes libres, estando el consumo concentrado en unos pocos de ellos con gran poder de negociación y dos de los cuales representaban en conjunto cerca del 50% de la demanda total por potencia. En contraposición, en el SIC sólo el 32,1% del consumo correspondió a clientes libres, y con una demanda muy dispersa.

Cuadro 6

Capacidad de transmisión en el SING (2001)

Empresa	Km.	%
ElectroAndina	1.038	19,2
Edelnor	1.028	19,0
Celta	518	9,6
Nopel	564	10,4
Gener	644	11,9
Norgener	274	5,1
Mineras	1.341	24,8
Total	5.408	100,0

Fuente: CDEC-SING.

3.3 Concentración en distribución

En el área de distribución se ha producido un proceso de concentración (el cuadro 7 muestra la participación de los principales grupos). Es así como Chilectra, y su asociada Río Maipo, llevan la delantera con un 38,2% de los clientes (y el 50,7% de las ventas)²⁸; le sigue CGE y sus filiales (Emec, Conafe, Pirque y Edelmag), que tienen un 24,8%; luego está Saesa y sus filiales (Frontel, Edeyasen y Creo), con un 12,1%; Chilquinta y sus filiales (Litoral, Casablanca, Luzlinares y Luzparral) con un 11,5%, y las filiales de Emel (Emelectric, Emelari, Eliqsa, Emelat y Elecda), con un 11,3%. Además, la empresa PSEG, dueña de SAESA, es propietaria de un 50% de Chilquinta y PPL, propietaria del 90% de Emel, tiene un 8,5% de CGE.

La concentración de las distribuidoras no presenta mayor problema por tratarse de monopolios naturales. De hecho, las áreas donde las concesiones de dos empresas se sobreponen son escasas. Más aún, la fusión produce economías de escala, que de reflejarse en las tarifas, favorecería a los consumidores. Sin embargo, es importante que el número de empresas independientes no decrezca de 3 ó 4 para que exista algún grado de competencia por comparación, aunque limitada por el hecho de que las áreas de concesión tienen características muy distintas.

Cuadro 7

Número de clientes de distribución en Chile por grupo empresarial (2001)

	Empresa	Relacionadas	Grupo	Participación
Chilectra	1.274.410	294.156	1.568.566	38,2%
CGE	630.118	387.412	1.017.530	24,7%
Saesa	238.715	257.328	496.043	12,1%
Chilquinta	405.489	65.822	471.311	11,5%
Emel		466.193	466.193	11,3%
Otros			90.357	2,2%
Total	2.548.732	1.470.911	4.110.000	100,0%

Fuente: Ministerio de Economía y empresas.

3.4 Integración vertical

A fines de los 80, Enersis, el *holding* eléctrico dueño de las distribuidoras Chilectra y Río Maipo, comenzó a adquirir acciones de Endesa, empresa que a su vez era dueña del principal sistema de

28 Río Maipo nace de la subdivisión de Chilectra, siendo ambas empresas controladas por Enersis.

transmisión en el SIC. En abril de 1990, Enersis poseía el 12,3% de la propiedad de Endesa, pero dada la dispersión de la propiedad y el apoyo de los fondos de pensión, eligió a cuatro de los nueve directores de dicha empresa. En 1992, el Gerente General de Enersis fue elegido presidente de Endesa. En noviembre de 1995, Enersis compró un paquete accionario que le permitió alcanzar el 25,3% del capital accionario de Endesa, transformándose, de acuerdo a la legislación, en controlador de Endesa²⁹.

La integración vertical en el SIC ha sido fuente de litigios entre empresas del sector. Históricamente el precio de nudo al cual las distribuidoras compran energía para abastecer a sus clientes regulados estuvo en promedio por sobre el precio *spot*³⁰. Este diferencial es relevante porque los generadores que no tienen contratos deben vender a los otros generadores a precio *spot*. Además, este último fluctúa significativamente a lo largo del día y de las estaciones. Por su parte, el precio de nudo está fijo por períodos de seis meses y varía lentamente entre períodos³¹. Con el fin de adaptarse a las fluctuaciones horarias y estacionales en la demanda, por otra parte, las distribuidoras compran energía en bloques horarios, por lo que una distribuidora puede discriminar a una generadora, comprándole energía sólo en aquellos bloques en que el costo marginal de generación es elevado. En este sentido, en marzo de 1992, Colbún denunció a Chilectra y a Endesa ante la Comisión Resolutiva por abuso de posición monopólica y discriminación abusiva de parte de la primera al negociar contratos de suministro con los generadores. Colbún se desistió de la acusación luego de llegar a acuerdo con Endesa.

La regulación insuficiente de la red de transmisión también entorpeció la competencia en generación. Más allá del problema tarifario, la integración vertical entre generación y transmisión produjo problemas en el sector. Las negociaciones directas entre Endesa y, posteriormente Transelec –empresa creada en 1993 por Endesa para administrar el negocio de transmisión–, así como la de los otros generadores no fueron exitosas, derivando en largos y costosos procesos de arbitraje.

Paredes (1995) escribe que a cuatro años del dictamen que especificó la forma de estimar los peajes de transmisión, había sólo contratos provisorios por el uso de líneas. El mismo autor agregó que el análisis de los contratos entre Colbún y Endesa/Transelec mostraba que en todos los casos alcanzar un contrato provisorio tomó el máximo de tiempo permitido por la ley (280 días), y que, en promedio, el costo final de transmisión fue un 50% menor que el valor inicial solicitado por Endesa.

Al análisis anterior se debe sumar el hecho de que los resultados de los arbitrajes son impredecibles porque (i) las comisiones arbitrales no están obligadas a considerar los fallos anteriores y (ii) no existe teoría sólida para respaldarlos. Además, en un eventual juicio arbitral, el generador no cuenta con la misma información que el transmisor para sustentar sus posturas. Así, Endesa no sufría los costos y la incertidumbre asociada al proceso de arbitraje, y, por el contrario, si un generador deseaba abastecer a un nuevo cliente, Transelec podía demorar el cálculo del peaje correspondiente,

29 Enersis explicó la última compra por la necesidad de disminuir el costo del capital. En los EE.UU. las compañías cuya principal fuente de ingreso son inversiones en empresas donde tienen menos de 25% de la propiedad reciben un tratamiento tributario más desfavorable.

30 Entre mayo de 1986 y septiembre de 1996 el precio de nudo fue en promedio un 11,5% mayor al precio *spot*.

31 Una ventaja adicional de celebrar un contrato para vender a precio de nudo es reducir la incertidumbre.

facilitando que Endesa negociase con el cliente. Este fue el caso según Colbún, empresa que reclamó que en varias ocasiones, después de solicitar una cotización a Transelec, Endesa contactó al cliente para hacerle una oferta, arrebatándoselo en algunas ocasiones y obligándolo a bajar el precio en otras.

El libre acceso al sistema de transmisión está limitado por la capacidad existente, pues los dueños del sistema de transmisión no tienen obligación de expandirlo. Además, la falta de criterios objetivos para decidir si hay capacidad disponible para atender una solicitud de peaje permitía al dueño favorecer a determinados generadores en perjuicio de los restantes (el DS 327, en vigencia desde 1998, estipula que el CDEC debe realizar un cálculo indicativo de la capacidad). Si un generador desea capacidad adicional en una línea congestionada, debe solicitarla al dueño del sistema de transmisión, quien determina el costo de la inversión que debe pagar el generador. En este caso, no hay arbitraje para determinar el pago, por lo que el monopolio es capaz de ejercer libremente su poder de mercado³². Este fue la situación de Colbún, empresa que al construir una nueva central solicitó a Transelec la ampliación de la capacidad de transmisión existente. Sin embargo, los peajes de transmisión ofrecidos inicialmente por Transelec eran tan elevados que, a pesar de las fuertes economías de escala existentes en transmisión, Colbún decidió construir una línea que corre en gran parte paralela a la principal línea de transmisión. Ante esta determinación, Transelec redujo considerablemente los peajes de transporte, pero Colbún mantuvo su resolución inicial³³.

Se puede discutir si las empresas integradas abusaron o no de la posición dominante, como las acusaron sus competidores. Sin embargo, es un hecho que la concentración e integración vertical, en el contexto de un marco de regulación insuficiente, aumentaba considerablemente el riesgo para las otras empresas y los potenciales entrantes³⁴. Esta situación llevó al Fiscal Nacional a presentar, en enero de 1994, un requerimiento en contra de Enersis y sus afiliadas para que la Comisión Resolutiva procediera a desconcentrar y desintegrar verticalmente las actividades de generación, transmisión y distribución en el SIC.

En julio de 1997, la Comisión Resolutiva emitió la Resolución N° 488, la que no dio lugar a la demanda del Fiscal. No obstante lo anterior, formuló los siguientes requerimientos. Primero, la autoridad debía promover a la brevedad las modificaciones legales que correspondan con el fin de resolver las ambigüedades existentes con el uso, tarifas y peajes de las redes de transmisión y distribución. Segundo, demandó que Transelec se transformase en un plazo prudente en dueña de los activos de transmisión y en sociedad anónima abierta con giro exclusivo, a la vez de estar abierta a la participación accionaria de terceros. También requirió que las empresas distribuidoras debían proceder a licitar en forma pública los abastecimientos de energía eléctrica.

El nuevo reglamento eléctrico (DS 327) incorpora, en gran medida, los requerimientos de la Comisión Resolutiva. El hecho más significativo, sin embargo, fue la enajenación de Transelec por

32 El techo del poder de mercado está dado por el costo de construir una línea alternativa. Este techo, sin embargo, es bastante elevado dadas las fuertes economías de escala que existen en transmisión.

33 La decisión final de Colbún se basó principalmente en razones estratégicas: le complicaba tener que negociar las tarifas de transmisión con su principal competidor en el negocio de transmisión.

34 Autoridades de gobierno señalaron que empresas interesadas en la privatización de Colbún realizada en 1994 se desistieron de participar en la licitación debido a la fuerte integración vertical en el SIC.

parte de Endesa en 1999, eliminando de este modo la integración vertical entre transmisión y generación. En todo caso, la puesta en servicio de plantas de gas cerca de los centros de demanda, junto con la entrada en funcionamiento en agosto de 1997 de una línea de transmisión construida por Colbún para transportar energía desde sus centrales hidráulicas hasta Santiago, había disminuido la importancia del monopolio de transmisión.

4. Desempeño del sector

El precio de la energía eléctrica ha bajado fuertemente desde la privatización de las empresas. El cuadro 8 muestra la evolución del precio de nudo en pesos constantes en ambos sistemas eléctricos. La caída fue un 47% en el SIC, entre 1989 y el 2000, y en el SING la baja corresponde a un 57%, entre 1993 y 2000. Esta caída en los precios se explica principalmente por la introducción de centrales a gas de ciclo combinado. La baja en el precio del petróleo y un uso más intenso de la capacidad instalada, por su parte, también contribuyeron a reducir los costos de generación.

Respecto a la rentabilidad media anual de las plantas de generación entre 1987 y el 2001 (el cuadro 9 presenta las rentabilidades anuales de las principales empresa de generación), ésta no es alta considerando el riesgo del negocio (como se muestra en cuadro 10)³⁵. La rentabilidad media anual de Endesa, la más grande y rentable de las empresas de generación, es de 8,2%. Sin embargo, conviene destacar que la rentabilidad cae significativamente a partir de 1998 (entre 1989 y 1997 la rentabilidad media anual de Endesa fue de 12,9%). Esta baja se explica por las desfavorables condiciones hidrológicas de 1998-1999. En el SING la baja rentabilidad de los dos últimos años se explica por la sobreinversión. Pero quizá el mayor efecto en ambos sistemas proviene de la llegada de gas natural desde Argentina que, al reducir el precio de la energía, disminuyó la rentabilidad de la capacidad instalada.

La baja en la rentabilidad de las empresas localizadas en el SIC también se podría explicar por los malos resultados de las filiales que operan en el SING, el impacto de la depreciación del peso en empresas endeudadas en dólares y, más recientemente –en el 2001–, por los malos resultados de sus inversiones en Argentina. Sin embargo, el comportamiento de los resultados operacionales sobre activos físicos no muestra un comportamiento muy distinto al de la utilidad sobre patrimonio, lo que indicaría que estos malos resultados –que no inciden sobre los resultados operacionales– han tenido un impacto menor sobre la rentabilidad de la empresa.

La evolución de los precios de nudo y la rentabilidad de las empresas indican que el mercado eléctrico mayorista del SIC ha funcionado bien, a pesar de su concentración y la existencia de barreras de entrada (concentración de los derechos de agua e integración vertical), siendo las ganancias de eficiencia en generación traspasadas a los precios de nudo. Un factor que ha contribuido a esta situación

35 Colbún era controlada por el Estado hasta 1996. Uno de sus objetivos era aumentar la competencia del sector, lo que probablemente afectó su rentabilidad. También afectaron la rentabilidad de la compañía las fallas técnicas de su central de ciclo combinado que demoró en más de un año su puesta en funcionamiento.

Cuadro 8

Precios de nudo

Año**	SIC (Santiago)			SING (Antofagasta)		
	Energía	Potencia	Precio	Energía	Potencia	Precio
	(Alto Jahuel) (\$/KWh)	(Maitencillo) (\$/KW/mes)	Medio (\$/KWh)	(\$/KWh)	(\$/KW/mes)	Medio (\$/KWh)
1985	20,00	4.611,23	27,71	88,89	8.080,62	102,58
1986	20,75	4.022,23	27,48	59,74	6.969,74	71,54
1987	20,37	3.721,51	26,59	53,00	6.936,76	64,75
1988	24,50	3.468,00	30,29	48,54	4.238,17	55,72
1989	27,16	3.261,60	32,58	48,96	4.015,04	55,76
1990	28,16	3.879,70	34,57	56,71	4.273,94	63,95
1991	23,21	4.007,78	29,82	53,68	4.268,98	60,91
1992	18,18	3.599,23	24,12	42,66	4.317,03	49,97
1993	20,75	3.340,81	26,25	41,59	4.028,30	48,41
1994	20,34	3.827,91	26,65	38,05	4.008,37	44,84
1995	20,66	3.407,03	25,96	28,25	3.851,85	34,77
1996	18,19	3.311,86	23,34	24,41	3.594,68	30,50
1997	15,77	3.212,43	20,77	21,26	3.484,31	27,16
1998	11,41	3.640,65	17,00	16,88	4.633,16	24,73
1999	11,21	2.903,93	15,41	12,30	5.685,66	21,93
2000	12,05	2.747,64	16,02	11,00	5.763,43	20,76

* Pesos de octubre 2000.

** Corresponde a fijación de mayo.

es la fuerte rivalidad entre las dos principales empresas de generación (Endesa y Gener) y el uso que hizo el gobierno de Colbún antes de su privatización para generar competencia. El que el precio de nudo haya reflejado las ganancias de eficiencia se puede deber al hecho de que tiene dos referentes de mercado muy cercanos. Uno es el costo marginal calculado por los CDEC, donde la contraposición de intereses entre generadores determina que existan los incentivos para calcularlo correctamente; el segundo es el precio negociado libremente por los grandes consumidores.

La rentabilidad de Endesa ha sido mayor que la de sus competidores, lo cual podría indicar que se vio favorecida por la integración vertical. Sin embargo, existen otras explicaciones que son consistentes con el mismo resultado. Por ejemplo, las centrales hidráulicas de propiedad de Endesa

Cuadro 9

Rentabilidad empresas de generación

Año	Utilidades / patrimonio*					Ingresos operacionales / activos fijos				
	(%)					(%)				
	Endesa	Gener	Pehuenche	Electro-Andina	Edelnor	Endesa	Gener	Pehuenche	Electro-Andina	Edelnor
1987	5,2	3,1	0,2		-7,7	6,7	4,7	0,0		0,7
1988	13,7	7,8	-0,3		-2,8	9,1	7,6	0,0		-2,1
1989	7,7	8,4	-0,1		-0,7	6,5	5,9	0,0		-1,4
1990	6,4	9,4	0,0		3,3	5,7	7,1	0,0		1,5
1991	10,4	7,4	16,5		3,0	7,8	6,9	6,5		2,8
1992	13,5	7,3	20,0		3,4	8,8	7,7	6,5		2,9
1993	11,0	8,6	14,9		3,4	10,2	8,7	9,6		3,9
1994	15,7	8,4	32,3		7,2	11,1	9,8	11,7		3,8
1995	14,5	11,6	24,8		2,3	12,9	10,1	12,8		1,5
1996	12,7	9,5	16,6		0,1	9,0	9,4	11,0		0,9
1997	9,9	10,3	14,1	5,6	2,5	6,7	9,2	8,3	5,3	2,3
1998	3,6	5,9	-2,2	8,2	2,6	4,9	3,4	5,4	8,5	6,7
1999	-13,5	0,8	-15,3	6,2	-0,9	-7,2	3,4	5,0	6,6	4,4
2000	9,1	0,3	-4,1	8,8	-3,9	2,5	-1,1	4,8	8,0	0,2
2001	5,3	-0,7	2,9	-5,8	-14,2	5,8	-0,4	9,0	0,9	-0,2

Fuente: Fecus de las empresas.

Nota*: Utilidad del período / (patrimonio al final del período menos utilidad del período más dividendos repartidos).

Cuadro 10

Rentabilidad media anual empresas de generación

(En porcentajes)

Período	1989-1997	1998-2001	1989-1992	1993-2001	1989-2002	
					Media	Desv. Estándar
Endesa	12,9	1,1	9,5	7,6	8,2	8,5
Pehuenche	20,5	-4,7	9,1	9,3	10,4	14,7
Gener	9,3	1,6	8,1	6,1	6,2	4,5
Colbún	3,7	-1,1	6,5	1,4	1,8	3,4

generan rentas supranormales por sus condiciones naturales, o bien la empresa adoptó una política comercial más arriesgada. Otra explicación posible es que cambios en la regulación hayan favorecido preferentemente a las generadoras hidráulicas. Durante la sequía de 1989, las empresas de generación recurrieron a la Corte Suprema, la que las eximió de pagar compensaciones acogiendo la tesis de las recurrentes que los contratos de suministro se habían firmado antes de la entrada en vigencia de la cláusula de compensación. Este fallo, junto con el cambio legal de 1989 para restringir las situaciones en que las empresas deben pagar compensaciones, favoreció a las generadoras hidráulicas, las que están más expuestas a pagar compensaciones. De hecho, la generadora hidráulica Pehuenche, filial de Endesa, es la empresa con mayor rentabilidad en el período. En consecuencia, la evidencia no permite determinar si la integración vertical afectó o no el desempeño del sector.

En el terreno de las rentabilidades, en el SING éstas han sido menores que en el SIC. Ello podría deberse a que las barreras de entrada en el SING son más bajas. Por otra parte, la sobreinversión que se produjo en el SING, junto con la llegada de gas natural de Argentina, ha significado importantes pérdidas en el sector. La sobreinversión no sólo se refiere a plantas eléctricas, sino que a la construcción de dos gasoductos y una línea de transmisión donde había espacio para uno. Es cierto que los usuarios se beneficiaron con la baja de precios, pero pudo haberse hecho a precios similares con una inversión menor. Este caso ilustra que cuando hay pocos participantes en un mercado suelen ocurrir situaciones no deseadas tales como colusión de los actores o sobreinversión. La licitación de un gasoducto por parte del gobierno pudo haber ahorrado costos, pero el exitoso desarrollo del gasoducto en el SIC jugó contra esta posibilidad.

El aumento de eficiencia (incluido el aprovechamiento de economías de escala) en las empresas de distribución ha permitido disminuir el VAD que pagan los usuarios. En la fijación tarifaria de 1992, el VAD medio para clientes BT1 (principalmente residenciales) atendidos por Chilectra disminuyó en alrededor de 11,5%. En la fijación tarifaria de 1996, la disminución fue de 7,1%, mientras que en la del 2000 ésta habría alcanzado a 18%³⁶. Sin embargo, las empresas de distribución han tenido altas rentabilidades desde su privatización, tal como se observa en cuadro 11. Estas rentabilidades son muy superiores a las obtenidas por las empresas generadoras, las que están sometidas a un mayor grado de incertidumbre tanto porque no tienen un mercado seguro como porque se pueden ver enfrentadas a períodos de sequías o cambio tecnológico. Sólo en los últimos años se nota una caída en la rentabilidad de las distribuidoras, pero ello se explicaría por sus inversiones en el extranjero, ya que el cuociente entre los ingresos operacionales y los activos físicos no muestra igual evolución. Del mismo modo, la baja rentabilidad de Chilquinta se explicaría por los magros resultados en su negocio de distribución de gas.

Los antecedentes anteriores son una indicación de que, a diferencia de lo ocurrido con el precio de nudo, la regulación del valor agregado de distribución no ha sido totalmente exitosa, en el sentido de que las tarifas exceden el costo social de dar el servicio. El problema para regular las empresas de distribución se explica, en parte, por las dificultades propias de la regulación por incentivos. Así, la fijación tarifaria basada en una hipotética empresa eficiente contiene una gran dosis de subjetividad,

36 Véase Ministerio de Economía (2000).

Cuadro 11

Rentabilidad empresas de distribución eléctrica

Año	Utilidades / patrimonio*				Ingresos operacionales / activos fijos			
	(%)				(%)			
	Chilectra	CGE	Chilquinta	Saesa	Chilectra	CGE	Chilquinta	Saesa
1987	10,1 ^a	18,5	8,8	17,6	10,8 ^a	14,3	8,7	16,3
1988	7,4	19,7	12,4	19,9	6,9	16,6	12,5	21,1
1989	21,3	17,8	19,5	25,9	18,4	14,2	20,3	22,3
1990	22,9	17,5	19,5	25,2	16,4	14,6	19,1	19,9
1991	19,4	16,5	21,7	26,6	19,6	14,9	22,7	21,4
1992	17,3	16,7	42,3	24,9	23,2	15,4	28,2	22,6
1993	14,5	18,3	15,7	27,1	23,9	16,6	26,8	23,1
1994	17,9	17,1	7,9	22,5	30,4	17,9	29,8	23,3
1995	27,6	21,1	9,5	24,8	30,1	20,4	27,3	24,3
1996	32,1	22,0	15,9 ^b	26,3	36,6	17,1	23,7 ^b	26,7
1997	31,8	20,0	37,9 ^b	22,2	37,2	17,7	26,9 ^b	26,7
1998	31,6	20,2	27,8 ^b	18,6	38,3	17,2	24,8 ^b	24,6
1999	20,6	16,9	-14,0 ^b	16,4	28,3	15,1	18,3 ^b	20,7
2000	16,0	15,3	18,7 ^{b,c}	29,2	29,7	19,9	12,1 ^b	19,8
2001	16,0	15,1	4,0 ^{b,c}	18,2	30,0	29,4	13,0 ^b	23,5

Fuente: Fecus de las empresas.

Notas*: Utilidad del período / (patrimonio al final menos utilidad del período más dividendos provisorios).

a: Corresponde a su antecesora Enersis.

b: Corresponde a Chilquinta Energía.

por lo que el proceso tarifario se ha transformado, en gran medida, en una negociación entre los reguladores y los regulados (Bitran y Serra, 1994) y situación en la cual los entes reguladores están en desventaja con respecto a las firmas reguladas, debido a sus menores recursos e influencias³⁷.

A ello también ha contribuido la falta de transparencia. En efecto, actualmente los reguladores no pueden entregar la información usada para fijar las tarifas, salvo a las propias empresas reguladas,

37 Durante la fijación tarifaria de 1996, que implicó una baja en valor agregado de distribución cercana al 7%, Chilectra interpuso un recurso de protección económica ante los tribunales, aduciendo que lo hacía con el fin de "evitar los graves daños y perjuicios que afectarían a la empresa, producto de los actos ilegales y arbitrarios asumidos por la autoridad reguladora." El recurso fue desestimado por los tribunales de justicia. Los resultados posteriores muestran cuán exagerado era el reclamo.

lo que impide que otras instituciones interesadas, como organizaciones de consumidores, puedan contrarrestar la presión de las empresas reguladas.

Las empresas de distribución también se han beneficiado con los cargos de servicios conexos a los de distribución eléctrica. En 1998 algunas empresas distribuidoras realizaban elevados cobros por el arriendo de medidores (¡los que a veces eran propiedad de los usuarios!). Su cobro por mantención fluctuaba entre \$74 y \$1.062, dependiendo de la empresa, y variación que no tiene ninguna justificación. Se suponía que estos servicios podrían ser prestados por otras empresas, por lo que el precio quedaría determinado por el mercado, pero de hecho no funcionó así. Por ello, en el 2000 se promulgó la Ley 19.764 que declaró regulables algunos servicios conexos a la distribución eléctrica, pero dejó a criterio de la Comisión Resolutiva decidir cuáles de ellos debían ser sometidos a fijación tarifaria. En el 2001, la Comisión Resolutiva instruyó a la CNE (Resolución 592) para que definiera procedimientos tendientes a fijar tarifas de 25 servicios, entre los cuales se incluyó el arriendo de empalmes, corte y reposición de servicio y arriendo de medidores³⁸, lo que se encuentra en etapa de estudio.

Hasta ahora, la tarificación no ha considerado el ingreso que reciben las empresas por usar la infraestructura regulada para otros fines. Las empresas eléctricas, por ejemplo, arriendan apoyos a las empresas de comunicaciones en sus postes, prestación por la que reciben un ingreso no menor. El cálculo de los ingresos de las distribuidoras debiera considerar estas entradas adicionales. Otro aspecto que merece ser considerado es el efecto que tiene el tamaño de las empresas en la fijación tarifaria. Por ejemplo, se ha supuesto que las empresas de menor tamaño pagan más por sus insumos dado que reciben menores descuentos por volumen. Sin embargo, se ha producido una fuerte concentración en el sector, aunque legalmente se mantienen como empresas separadas, y en la fijación de tarifas se considera que tienen administraciones distintas, lo que de hecho no ocurre. Más aún, es discutible que un consumidor que es abastecido por una empresa de menor tamaño deba pagar más por el servicio. Quizá debiera considerarse que la empresa modelo tiene un tamaño eficiente y sólo diferenciar tarifas por densidad de clientes³⁹.

La alta rentabilidad también se explica por ambigüedades y deficiencias del marco regulador. En la fijación tarifaria, la rentabilidad se debe medir con respecto a las inversiones que debe realizar una empresa que se crea desde cero. Esta disposición tiene una lógica: da señales correctas de inversión. Sin embargo, puede originar rentas significativas a las empresas, e incluso producir incentivos incorrectos. Los derechos municipales constituyen una parte no menor de la inversión que tendría que hacer una empresa que se hiciese totalmente nueva. Luego, un alza en estos derechos aumenta el valor de inversión de la empresa modelo, pero sin afectar mayormente los costos de las empresas reales. Más aún, tanto municipalidades como las empresas se benefician con aumentos en los derechos municipales (algo similar ocurre con los pagos por servidumbres a particulares).

38 También se incluyó el apoyo en postes que las distribuidoras arriendan a empresas de comunicaciones.

39 Algunas distribuidoras también habrían comprado energía a un valor menor al precio de nudo, disfrazando la diferencia como el pago por otros servicios, pero no existe ninguna evidencia al respecto.

Las empresas distribuidoras también obtienen utilidades en el abastecimiento de los clientes libres localizados en su área de concesión⁴⁰. El peaje por usar las líneas de distribución, al igual que con las líneas de transmisión, debe ser negociado entre las partes y, en caso de desacuerdo, recurrir a un arbitraje. Sin embargo, es difícil para un generador participar en la licitación para abastecer a un eventual cliente libre desconociendo cuál va a ser el precio que pagará por transportar la energía. Además, las distribuidoras son los principales clientes de los generadores, por lo que arrebatarse clientes puede tener costos. De hecho, una presentación de Colbún en contra de Chilectra realizada en septiembre de 1996 ante la Comisión Resolutiva –luego que Colbún se adjudicó un contrato para suministrar electricidad al Metro de Santiago, el que anteriormente era abastecido por Chilectra– está centrada en este aspecto.

La falta de competencia en distribución no sólo deriva en precios que exceden a los que habría con competencia, sino también en falta de innovación. Si bien las empresas ofrecen cargos de distribución diferenciados en punta y no punta, prácticamente la totalidad de los clientes residenciales pagan una tarifa que es independiente del horario de consumo. Las empresas distribuidoras tímidamente están promoviendo formas distintas de tarificación, pero asociadas principalmente a la venta de equipos de calefacción.

La forma de reducir el monopolio de distribución no sólo es conocida, sino que ha sido aplicada en algunos países. Esta consiste en diferenciar entre el servicio de comercializar energía y el de proveer cable. Esta distinción reduce el ámbito del monopolio separando la parte potencialmente competitiva de la instalación esencial (el servicio de los cables). La otra ventaja es que las empresas comercializadoras estarían interesadas en la correcta tarificación de las redes. Esta contraposición de intereses entre proveedoras de cables y comercializadoras facilitaría la labor del regulador.

5. Conclusiones

Si bien en el mercado mayorista de electricidad existe libertad de precios, en el minorista el precio al cual compran electricidad los clientes pequeños está sujeto a regulación. En particular, las tarifas de distribución de energía son determinadas usando una forma de regulación por incentivos: la empresa modelo. En este trabajo se ha analizado tanto el funcionamiento del mercado mayorista de energía, así como la regulación de los servicios de distribución.

La regulación por incentivos de las empresas de distribución eléctrica ha mostrado tener una importante ventaja: promover la eficiencia de las empresas. Además, estas ganancias de eficiencia han permitido rebajar las tarifas de distribución a los usuarios. Sin embargo, las empresas han logrado mantener por más de una década elevadas tasas de rentabilidad. Esta situación se explicaría por

40 La falta de competencia en el abastecimiento a los clientes libres también es relevante para los clientes regulados, dado que el precio de nudo debe ajustarse a una banda en torno al promedio de los precios libres. Esta situación ha ocurrido sólo en dos ocasiones. En 1991 se procedió a aumentar el precio regulado en 4,6% y en abril de 1993 a bajarlo en 2,1%.

dificultades en el proceso mismo de regulación, así como por ambigüedades y deficiencias del marco regulador.

La infraestructura que se usa para proveer los servicios regulados sirve para dar otros servicios, y los ingresos que éstos generan no se incorporan para determinar la rentabilidad de la empresa regulada. Además, algunas empresas realizan cobros elevados por los servicios conexos a los regulados, situación que está en vías de ser normada. Sumado a esto, también en el pasado algunas distribuidoras habrían recibido transferencias en especies de las generadoras por adjudicarles contratos de abastecimiento en vez de reducir el precio de compra. Por su parte, la regulación insuficiente del uso de las redes de distribución determinó que las empresas de distribución no enfrentaran mayor competencia en el abastecimiento de los clientes libres localizados en su área de concesión.

La regulación por incentivos tiene dificultades propias: siempre habrá un grado de subjetividad en la definición de empresa modelo, pero también hay aspectos que pueden ser modificados. Uno de ellos es la transparencia del proceso regulatorio. Las sucesivas fijaciones tarifarias también han hecho explícita la asimetría de información entre reguladores y regulados. Los reguladores tuvieron dificultades para acceder a la información de las empresas, porque hasta el año 1999 no existían penas específicas por no entregarla. La definición de la empresa eficiente requiere información sobre la firma real, dado que los costos dependen, entre otras cosas, de la topografía, de la densidad de los clientes y de la demanda.

Respecto al mercado mayorista de energía, puede decirse que éste ha funcionado satisfactoriamente, debido, en parte, a que la normativa se ha ido adecuando para facilitar la competencia en la industria. Cambios adicionales, sin embargo, podrían aumentar la competencia en el sector. La legislación chilena establece el acceso igualitario a las redes de transmisión y distribución, las que son monopolios naturales. Sin embargo, dicho acceso en el hecho se vio obstaculizado por la insuficiente regulación de las tarifas y la integración vertical del sector. Esto, porque los peajes de transmisión y distribución son negociados entre los proveedores del servicio y los usuarios. Si éstos fuesen fijados por la autoridad o un ente independiente, podrían surgir empresas comercializadoras de energía eléctrica que compitan en el abastecimiento de los clientes, incluyendo los que actualmente son regulados. Si bien el regulador tendría la obligación de fijar los peajes, enfrentaría presiones contrapuestas (de los dueños de las redes y de los comercializadores), a diferencia de lo que ocurre actualmente en que, al fijar las tarifas de distribución, sólo existe la presión unilateral de las empresas distribuidoras. Además, la separación de las actividades de distribución y comercialización reduciría el ámbito de actividades que deben ser reguladas, pues quedaría excluida la comercialización.

La actual normativa no resuelve en su totalidad la incertidumbre hidrológica del SIC. El sistema tarifario aumenta el riesgo de los generadores, pues en situaciones de extrema sequía que deriven en racionamiento no sólo venden una menor cantidad a un precio fijo, sino que además deberían compensar a los clientes por la energía fallada. Esta situación probablemente llevará en el largo plazo a precios de energía más altos a los necesarios, pues las empresas sólo invertirán en la medida en que la rentabilidad guarde relación con los riesgos asumidos. Además, la mezcla de plantas hidráulicas y térmicas sería ineficiente porque las segundas plantas son menos afectadas por el riesgo hidrológico. Una posible solución es transitar a precios regulados que respondan a las contingencias de oferta y demanda. En el SING, por su parte, el tema es cómo pagar por la potencia instalada y la reserva en giro para asegurar una buena calidad de servicio.

En resumen, la privatización de las empresas eléctricas permitió que éstas se expandieran y aumentaran su eficiencia a la par del resto de la economía. Sin embargo, las dificultades propias de la regulación han demorado el traspaso a los consumidores de las ganancias de eficiencia en los servicios donde existe un operador dominante. La falta de flexibilidad para modificar la regulación, inicialmente necesaria para dar garantías a los inversionistas, demoró en algunos casos modificaciones regulatorias muy necesarias. En efecto, cambios esenciales para facilitar la competencia encontraron una fuerte oposición en las empresas que gozan de derechos monopólicos.

ANEXO: Potencia firme

La normativa del sector eléctrico establece que cada generador debe estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en punta. La demanda de potencia en punta de un generador se mide como la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta del sistema. Ella se calcula considerando las demandas individuales de los usuarios y una estimación del factor de diversidad asociado a las mismas y de las pérdidas de transmisión. Por otro lado, el reglamento define la potencia firme de un generador como la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Cualquier diferencia entre la demanda de potencia en punta de un generador y su potencia firme debe ser adquirida a otros generadores que operen en sincronismo con el sistema. La Dirección de Operaciones del CDEC es responsable de estimar los déficit de potencia de cada compañía.

La CNE, por su parte, es la encargada de calcular el precio de la potencia. Para este efecto, primero debe determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de punta. El precio de la potencia de punta es igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de unidades, aumentado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica del sistema eléctrico. Es decir, el costo marginal se divide por la disponibilidad anual de dichas unidades. Un aspecto más complejo se encuentra en cómo determinar la disponibilidad de una central. La CNE estimó, por ejemplo, que la disponibilidad de una central hidráulica corresponde a la del año hidrológico con menor energía afluente para el sistema. Además, aquellas centrales que no pueden transitar su potencia firme a través del sistema de transmisión en horas de punta deben reducir su potencia firme, proporcionalmente, de existir más centrales en esa misma condición.

El pago de potencia permite financiar la capacidad instalada cuando la potencia firme total es igual a la demanda máxima del sistema por potencia⁴¹. Sin embargo, la potencia a firme del sistema

41 El sistema tarifario que se aplica en Chile retribuye tanto la capacidad instalada como la generación. En condiciones ideales permite el financiamiento de las plantas de generación, además de minimizar los costos de operación y de inversión del sistema (véase Joskow, 1976), situación que no cambia cuando el pago de potencia se ajusta para considerar la disponibilidad de la planta.

puede exceder la demanda en punta. En este caso, el reglamento estipula que la potencia firme definitiva de una planta se obtiene multiplicando la potencia firme preliminar por un factor único, igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares. Pero este criterio no es adecuado. En efecto, imaginemos dos plantas con igual potencia a firme, una de las cuales, por su elevado costo de operación, nunca entraría en operación, mientras que la otra planta, dados sus bajos costos, operaría en la base. Ambas plantas recibirían el mismo pago por potencia. Parece mejor regla que sólo se considere la potencia firme de aquellas plantas que serían despachadas para satisfacer la demanda máxima del sistema cuando la inyección de cada una corresponde a su potencia firme.

Para complicar aún más el asunto, el Reglamento de 1997 le asigna una segunda tarea al pago de potencia: contribuir a la seguridad de corto plazo del sistema. La seguridad se asocia con la capacidad de respuesta del sistema, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos (CNE, 2001). El reglamento estipula que el cálculo de la potencia firme preliminar considerará, además de la indisponibilidad, los tiempos necesarios para partir e incrementar la carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración producidas por el sistema. La Resolución Exenta del Ministerio de Economía de noviembre de 2001, que resuelve una controversia al interior del CDEC-SIC, establece el cálculo de tres potencias firmes distintas. La potencia firme de suficiencia, que corresponde a la capacidad instalada corregida por disponibilidad; la potencia firme por tiempo de partida, que es función de la velocidad de la planta alcanzar el mínimo técnico de producción, y la potencia firme por tiempo de incremento de carga, que es la función del tiempo que demora la planta en alcanzar plena capacidad desde una operación en mínimo técnico. Posteriormente, se construye la potencia firme preliminar como la suma ponderada de estas potencias, donde los ponderadores son 0,8, 0,1 y 0,1, respectivamente.

Si bien el objetivo de la fórmula para calcular la potencia a firme es premiar a aquellas plantas que pueden responder más rápido a contingencias en la oferta y la demanda, ésta es totalmente *ad hoc*. No sólo los ponderadores son arbitrarios, sino que también las fórmulas para estimar las dos definiciones adicionales de potencia firme. Además, como señala el informe de la CNE antes citado, usar el precio de potencia para pagar dos servicios distintos, esto es, disponibilidad de capacidad y capacidad de respuesta ante emergencias, no es apropiado. Así, parece más adecuado pagar como servicios complementarios aquellos destinados a subsanar instantáneamente los desequilibrios entre oferta y demanda (servicios de regulación de frecuencia). Por ello, el gobierno envió al Congreso un proyecto de ley que, entre otras materias, busca crear un mercado de servicios adicionales. En todo caso, como pagar por estos servicios es un problema que está lejos de estar resuelto en la literatura, por lo que está por verse a qué solución se llegará.

REFERENCIAS

- Alé, J. y otros (1990). *Estado Empresario y Privatización en Chile*, Universidad Nacional Andrés Bello, Santiago.
- Bernstein, S. y Renato, A. (1992). "Use of Outage Cost for Electricity Pricing in Chile, *Utilities Policy* (octubre) 299-302.
- Bustos, A. y Galetovic A. (2002). "Regulación por empresa eficiente ¿Quién es realmente usted?", *Estudios Públicos* N° 86.
- Bitran, E. y Serra, P. (1994). "Regulatory Issues in the Privatization of Public Utilities: The Chilean Experience". *Quarterly Review of Economics and Finance* 34 (Número especial), 179-197.
- Comisión Nacional de Energía (1997). Memoria Anual.
- Comisión Nacional de Energía (2001). Informe sobre divergencia en el CDEC-SIC respecto del procedimiento de cálculo de la potencia firme, agosto.
- Díaz, C., Galetovic, A. y Soto, R. (2000). "La Crisis Eléctrica de 1998-1999: Causas, Consecuencias y Lecciones", *Estudios Públicos* N° 80: 149-192.
- Díaz, C., Galetovic, A. y Soto, R. (1999). "Anatomía de una crisis eléctrica", Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Documento de trabajo N° 64.
- Fischer, R., Gutiérrez, R. y Serra, P. (2002). "The Effects of Privatization on Firms and Social Welfare", Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Documento de Trabajo N° 131.
- Fischer, R. y Serra, P. (2001). "Energy Prices in the Presence of Plant Indisibilities", Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Documento de Trabajo N° 108.
- Hachette, D. y Lüders, R. (1994). *La privatización en Chile*, Centro Internacional para el Desarrollo Económico, San Francisco.
- Joskow, P. (1976). "Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing." *The Bell Journal of Economics*, 7(1), 197-206.
- Levy, B. y Spiller, P. (1994). "Regulation, Institutions, and Commitment in Telecommunications: A Comparative Analysis of Five Countries Studies". En *Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics* 1993, ed. M. Bruno y B. Pleskovic, pp. 215-266. Banco Mundial, Washington, DC.
- Ministerio de Economía (2000). "Experiencias Regulatorias de una Década", Editorial LOM, Santiago.
- Paredes, R. (1995), "Evaluating the Cost of Bad Regulation in Newly Privatized Sectors: the Chilean Case". *Análisis Económico* 10(2): 63-88.
- Rudnick, H., Soto, M. y Palma, R. (1999). "Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 21(2): 125-35.
- Serra, P. y Fierro, G. (1997). "The Outage Cost in Chilean Industry", *Energy Economics* 19(4), 1997, 417-434.
- Serra, P. (1997). "Energy Pricing Under Uncertain Supply", *Energy Economics* 19, 209-223.

