

ECONOMIAS DE ESCALA Y TARIFICACION EN EL SECTOR ELECTRICO CHILENO

PATRICIO DEL SOL GUZMAN*

Pontificia Universidad Católica de Chile

MIGUEL PEREZ ARATA*

Pontificia Universidad Católica de Chile

Abstract

According to the Law, electricity rates should be set so that the assets on the electricity industry have a rate of return of 10%. However, during the last years, the Chilean firms in generation and transmission both individually and as a group have obtained rates of return substantially lower than 10% making investments in this sector less attractive. This paper argues that one of the reasons for the low return has to do with the way in which the problems of economics of scale in transmission has been dealt with in the setting of electricity rates. Four alternative rates systems are proposed to solve this problem.

I. Introducción

El marco legal e institucional que define la ley general de servicios eléctricos establece un conjunto de reglas para la instalación y funcionamiento de las empresas eléctricas en Chile. Estas reglas buscan crear condiciones óptimas de competencia en los segmentos del negocio eléctrico, en los cuales la competencia es posible.

En este marco, el Estado tiene la función de fijar las tarifas eléctricas, específicamente los precios de la energía y la potencia eléctrica. Estas tarifas deben generar los incentivos para que los agentes económicos tomen descentralizadamente decisiones óptimas desde el punto de vista de la sociedad.

* Los autores desean agradecer la valiosa colaboración de Nicolás Majluf Sapag quien participó activamente en la discusión de las ideas y conclusiones presentadas en este artículo. También se agradece la colaboración de Andrea Saporta H. en la preparación del presente documento.

El sistema eléctrico en Chile funciona a través de dos entidades coordinadoras: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que elabora y coordina los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, vela por el cumplimiento de dichas normas y asesora al Gobierno en materias relacionadas con la energía; y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), que tiene como objetivo preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instituciones y garantizar el derecho de servidumbre por parte de entidades generadoras sobre líneas de transporte de terceros.

La tarificación del sistema eléctrico chileno la realiza la Comisión Nacional de Energía, quien define precios para la potencia y energía en los distintos nudos del sistema interconectado. Estos precios buscan representar los costos marginales para el país en los nudos correspondientes. En otras palabras, los precios nudo representan el costo que tiene para el país el entregarle a un consumidor una unidad más de energía o potencia, en el nudo de referencia.

El precio nudo de la potencia se calcula utilizando, entre otros parámetros: los costos de inversión en turbina a gas, costos en líneas de transmisión radial, un margen de reserva de potencia, un porcentaje de pérdidas en la transmisión, y el precio del petróleo. El precio nudo de la energía se calcula utilizando entre otras cosas: la demanda proyectada, el rendimiento de unidades térmicas, la cota inicial del Laja, 40 hidrologías históricas y el costo de falla.

Los costos marginales son estimados primero en un solo nudo: los de potencia se refieren al nudo Mañencillo y los de energía al nudo de Santiago (Cerro Navia). Una vez estimados estos dos precios nudo base, se procede a realizar la "Modulación Geográfica" que incorpora en los precios nudo el efecto de las pérdidas marginales del sistema de transmisión. Como resultado de este proceso, se obtienen los precios para cada uno de los nudos del sistema de transmisión troncal. La existencia de pérdidas en la transmisión hace que los precios nudo varíen dependiendo de la ubicación geográfica en que se desea entregar la energía o potencia.

El CDEC, por su parte, determina el denominado "Costo Marginal Instantáneo" de la energía, usando el mismo modelo que determina los precios nudo de la energía. Este costo marginal puede ser distinto al calculado por la CNE debido a que los datos utilizados en este caso son definidos libremente por las empresas generadoras que participan en el CDEC y no por la CNE. Los precios calculados por el CDEC sirven para valorar todas las transferencias de energía y potencia que ocurren entre centrales generadoras.

En este esquema de precios nudo de electricidad, las empresas de transmisión reciben el llamado Ingreso Tarifario, que resulta de la inyección y retiro de potencia y energía en los distintos nudos de la troncal. Este ingreso corresponde a la diferencia entre los costos de pérdidas marginales y los costos de pérdidas medias, que son menores.

Este Ingreso Tarifario no alcanza a cubrir los costos medios asociados a la transmisión (y que no son pérdidas), tales como: los de mantenimiento y de inversión en líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas. Es por esto que el sistema tarifario obliga a las empresas de generación al pago de un peaje

a las empresas de transmisión. Este peaje es igual a la diferencia entre estos costos medios y el Ingreso Tarifario.

En consecuencia, con el sistema vigente, las empresas de generación reciben como ingreso el precio nudo correspondiente al lugar donde inyectó la electricidad y deben cancelar, a cuenta de sus utilidades, los peajes a Transmisión. Por otra parte, las empresas de transmisión reciben el ingreso tarifario y los peajes.

De acuerdo a la ley, las tarifas deberían hacer que los activos en esta industria renien alrededor del 10%, que corresponde a la tasa de descuento que se aplica a los proyectos en esta industria. El cuadro que sigue muestra las rentabilidades que han obtenido las empresas de generación y transmisión eléctrica en los últimos años. La rentabilidad de Endesa incluye sus negocios de transmisión y de generación, mientras que las rentabilidades de Chilgener y Colbún corresponden a generación, ya que estas empresas no tienen transmisión. Se observa que ninguna de las empresas ha obtenido rentabilidades del 10%, lo que tampoco ha sido logrado por el conjunto de ellas.

RENTABILIDADES ANUALES¹

	Año 87	Año 88	Año 89	Año 90	Promedio
Endesa	6,3 %	8,1 %	6,3 %	5,8 %	6,63 %
Chilgener	4,4 %	7,0 %	7,0 %	9,4 %	6,95 %
Colbún	7,1 %	6,9 %	7,6 %	7,8 %	7,35 %
Sistema	6,2 %	7,8 %	6,6 %	6,7 %	6,83 %

Estas bajas rentabilidades hacen muy poco atractivas las nuevas inversiones en el sector. Las posibles causas de esto pueden clasificarse en las siguientes categorías:

1. Parámetros inadecuados utilizados en los modelos

Los modelos utilizados no serán adecuados si los parámetros usados en ellos no se ajustan a la realidad. Entre los parámetros que sería interesante revisar se incluye el costo de inversión, la vida útil y el rendimiento de las turbinas a gas; el margen teórico de potencia; la demanda por energía; el precio y consumo de los combustibles en las centrales térmicas; y la valorización de la capacidad instalada de reserva, tanto en generación como en transmisión.

2. Diferencias entre los costos marginales de corto plazo y los de largo plazo

La tarificación eléctrica fija los precios nudo igual a los costos marginales de corto plazo suponiendo que éstos son iguales a los costos marginales de largo plazo. Una causa perfectamente posible de las bajas rentabilidades de las empresas de generación y transmisión eléctrica es que los costos marginales de corto plazo sean en promedio menores que los de largo plazo, en cuyo caso la tarificación no cubriría los costos marginales de largo plazo que incluyen los costos de inversión.

3. Economías de escala

La última categoría de potenciales problemas se refiere a la posibilidad de que los sistemas de generación y transmisión tengan economías de escala. Los sistemas que presentan economías de escala tienen costos medios mayores que los costos marginales. Luego, la tarificación a costo marginal los hace incurrir en pérdidas puesto que los precios no cubren los costos medios.

En los capítulos 2 al 6 de este artículo se desarrolla en detalle la tercera potencial causa señalada. Se argumenta que este problema en realidad existe, ya que el sistema de generación-transmisión en conjunto presenta efectivamente economías de escala, lo que explica claramente la baja rentabilidad de este sistema. Luego, este informe presenta las alternativas de tarificación propuestas por la literatura para los casos en que existen economías de escala.

Además, en el capítulo 6 de este artículo se analiza, en términos muy generales, la posibilidad de que, en promedio, los costos marginales de corto plazo sean menores que los de largo plazo.

II. Economías de Escala y Tarificación en Transmisión

Existencia de economías de escala

La literatura relacionada con sistemas eléctricos acepta universalmente que los sistemas de transmisión tienen claras economías de escala, dando origen a la formación de monopolios naturales. En otras palabras, los costos medios de transmitir un KW extra decrecen a medida que la capacidad de la línea aumenta. Joskow y Schmalensee [1983, pág. 65] observan: "Hay economías de escala sustanciales, asociadas con el uso de alta tensión y múltiples líneas, al nivel de líneas de transmisión de punto a punto. Más aún, hay economías de escala asociadas a multiproductos que también son fundamentalmente importantes, las cuales dicen relación con la interconexión de líneas de transmisión para formar sistemas regionales". Estos autores citan a Weiss [1975, pág. 144] quien menciona que "transmisión califica como un clásico monopolio natural".

Bernstein [1988] hace referencia explícitamente a la existencia de economías de escala en transmisión, en el caso chileno, y señala que una tarificación a costo marginal cubre las pérdidas de transmisión y genera un exceso (Ingreso Tarifario) que sirve para reembolsar parte de los gastos de inversión y operación del sistema de transmisión. Bernstein dice textualmente en la página 376: "Puede mostrarse que el uso de costos marginales instantáneos para ponerle precios a la transferencia de energía entre generadores, cubre el costo de pérdidas de transmisión y, más aún, produce un exceso que reembolsa al propietario del sistema de transmisión una fracción F de los costos de inversión y explotación en líneas y subestaciones. Esta fracción depende de las economías de escala originadas en el desarrollo de líneas y en el uso de éstas (5)".

El número 5 corresponde a un pie de página que dice textualmente: "En efecto,

sumando en una determinada hora la electricidad inyectada por los generadores a un precio igual al costo marginal en las subestaciones de inyección, los valores exceden la suma de la electricidad retirada por los diferentes consumidores, valorada al costo marginal en las subestaciones de retiro. Esta diferencia es pagada por el CDEC a los dueños del sistema de transmisión; sin economías de escala este exceso cubriría exactamente los costos de capital pertinentes. Debido a la presencia de economías de escala, el exceso paga sólo una fracción (alrededor del 50%) del costo de capital de las líneas y subestaciones existentes..."

Además existen dos minutos de Endesa [4/82 y 32/82] del año 1982, relacionadas con el tema de economías de escala en el sistema de transmisión chileno. La minuta 4/82 encuentra relaciones funcionales entre el costo de las líneas de transmisión, la potencia máxima instalada y la energía transportada. El autor asume un modelo lineal y usa datos correspondientes a líneas simples y dobles, de distintos voltajes y con diferentes factores de carga. Uno de los resultados destacables de esta minuta es la existencia de costos marginales de transmisión de potencia y energía decrecientes a medida que aumenta la capacidad de transmisión, lo que indica la existencia de economías de escala en las líneas de transmisión.

La segunda minuta de Endesa [32/82] desarrolla un modelo teórico de una línea de transmisión adaptada, y encuentra una expresión analítica para el costo total de dicha línea, la cual se correlaciona muy bien con datos reales. El autor calcula también el ingreso [Ingreso Tarifario] que se produce luego de descontar las pérdidas marginales y encuentra que este ingreso no es suficiente para pagar los costos totales de la línea. A continuación la minuta muestra a modo de ejemplo que la fracción de la inversión que no será cubierta por el Ingreso Tarifario fluctúa entre un 36% y un 82% para líneas de transmisión de diversos voltajes y dentro de un amplio rango de factores de carga. El factor F de aproximadamente 50%, citado por Bernstein en su artículo de 1988, corresponde probablemente a un valor medio del rango descrito en la minuta 32/82 de Endesa.

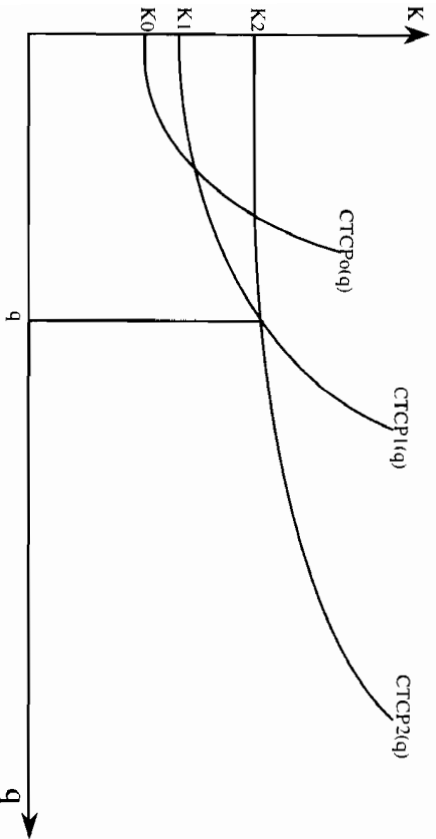
La literatura no es concluyente respecto al nivel de transmisión en el que las economías de escala se agotan. Joskow y Schmalensee citan a la autoridad regulatoria federal en Estados Unidos (FERC [1981]), la que menciona que en un sistema interconectado las economías no se agotarían antes que la demanda a satisfacer en horas de punta sea de 10.000 MW. En la actualidad, la demanda peak del sistema interconectado central chileno es de alrededor de 2.400 MW, lo que está muy por debajo del nivel señalado.

Basado en la literatura nacional e internacional, creemos que existen economías de escala importantes en el sistema de transmisión chileno. Al establecer el sistema de peajes, las autoridades reguladoras chilenas también están reconociendo la existencia de economías de escala en el sistema de transmisión. Citando a Bernstein en su artículo de 1988 en la página 376 dice: "Por lo tanto, es necesario completar la cantidad anual recibida por el propietario del sistema de transmisión cuando sus instalaciones son usadas por otras empresas eléctricas. Para este efecto, un cobro por conexión se ha establecido. Este cobro es estimado como la proporción del costo que corresponde a la capacidad del sistema de transmisión que tiene que ser desarrollado para permitir que una empresa generadora inyecte su energía..."

Costos de corto plazo

Las curvas de costo de corto plazo relacionan los costos del sistema de transmisión con las cantidades transmitidas, suponiendo que se mantiene fijo el nivel de inversión en líneas. La Figura 1 representa los costos totales de corto plazo de un sistema de transmisión para tres niveles de inversión. $CTCPi(q)$ representa la curva de costos totales de corto plazo asociada a una inversión anualizada de K_i ($K_0 < K_1 < K_2$). Los costos totales de corto plazo crecen más que linealmente a medida que aumenta la cantidad de electricidad transmitida, debido a que las pérdidas de transmisión aumentan en forma no lineal (ver por ejemplo Scherer [1976], que aproxima las pérdidas mediante una cuadrática). Además, una mayor inversión, esto es mayor capacidad de la línea de transmisión, está asociada con menores pérdidas. Así, la curva de costos totales asociada a la inversión anualizada de K_2 tiene un mayor costo inicial que aquella asociada a $K_1 < K_2$, pero tiene un menor costo de pérdida. Existe una cantidad transmitida q en la cual ambos sistemas tienen los mismos costos. Para una cantidad mayor que q se tiene un costo total menor para la línea de transmisión de mayor capacidad (K_2) y viceversa.

La Figura 2 representa los costos medios y marginales de corto plazo de un sistema de transmisión. Estos costos son obtenidos de las curvas de costos totales de la Figura 1. $CMcCPi(q)$ representa la curva de costos medios de corto plazo asociada a una inversión anualizada K_i (con $K_1 < K_2$) y $CMgCPi(q)$ representa la curva de costos marginales de corto plazo.

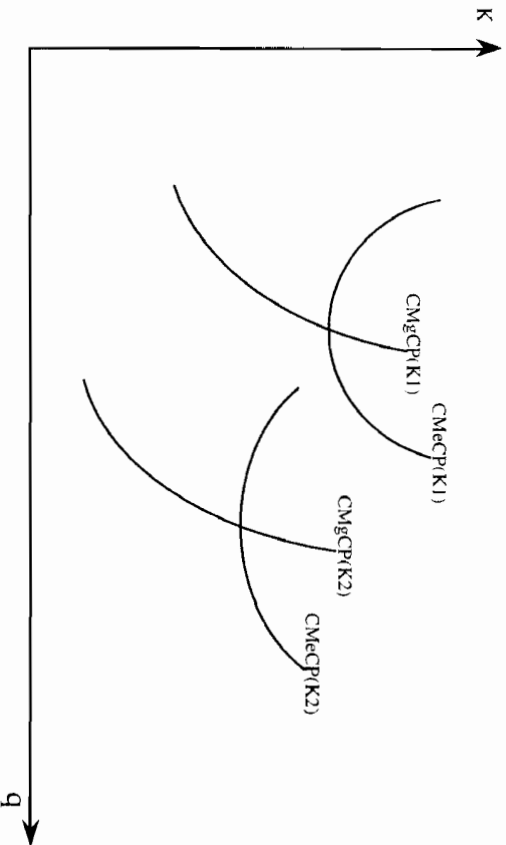


COSTOS TOTALES DE CORTO PLAZO: TRANSMISION

FIGURA 1

FIGURA 2

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO PLAZO: TRANSMISION



Costos de largo plazo

Las curvas de costo de largo plazo relacionan los costos del sistema de transmisión con las cantidades transmitidas (q), suponiendo que para cada q , la inversión en el sistema de transmisión es fijada en el nivel de mínimo costo. $CTLP$ de la Figura 3 representa una curva típica de costos totales de largo plazo de un sistema de transmisión, que es la envolvente de las curvas de costos totales de corto plazo de distintos niveles de inversión. Para un nivel de transmisión dado, por ejemplo q_1 , $CTLP$ es tangente a la curva de costos totales de corto plazo asociada al nivel de inversión de mínimo costo, que para q_1 es $CTCP1(q)$.

La curva $CTLP$ muestra costos marginales y medios decrecientes, lo que es consistente con el gran acuerdo que existe en la literatura respecto a que los sistemas de transmisión tienen importantes economías de escala.

$CMcLP$ de la Figura 4 representa la curva de costos medios de largo plazo, que es la envolvente de las curvas de costos medios de corto plazo. Para un nivel de transmisión dado, por ejemplo q_1 , en el cual se tiene que el nivel de inversión de mínimo costo medio es K_1 , se cumple que la curva de $CMcLP$ es tangente a la curva de costos medios de corto plazo asociada al nivel de inversión de mínimo costo medio. $CMgLP$ de la Figura 4 representa la curva de costos marginales de largo plazo. Para un nivel de transmisión q_1 , $CMgLP$ es igual al costo marginal de corto plazo ($CMgCP$) asociado al nivel de inversión óptimo K_1 .

FIGURA 3
COSTOS TOTALES DE CORTO Y LARGO PLAZO: TRANSMISION

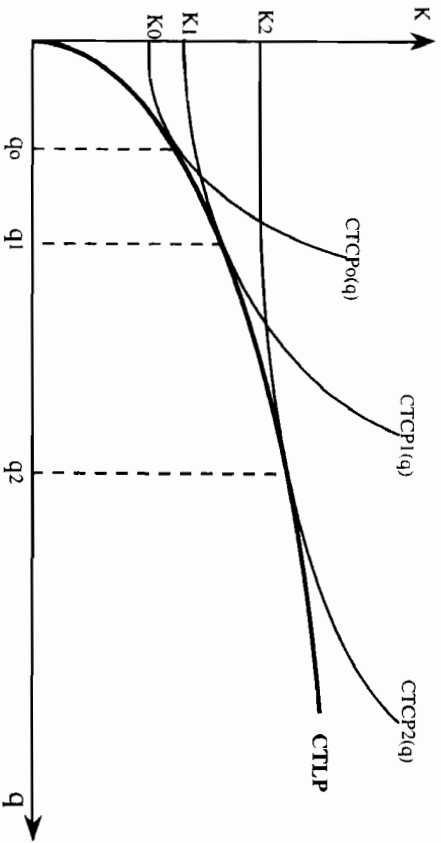
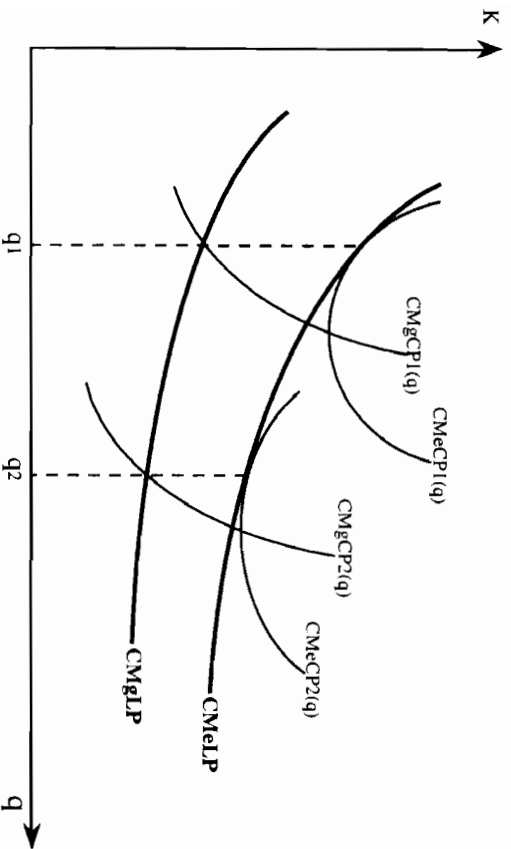


FIGURA 4

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO: TRANSMISION



La existencia de economías de escala hace que en el largo plazo la curva de costos medios tenga pendiente negativa y que los costos marginales sean siempre menores que los costos medios.

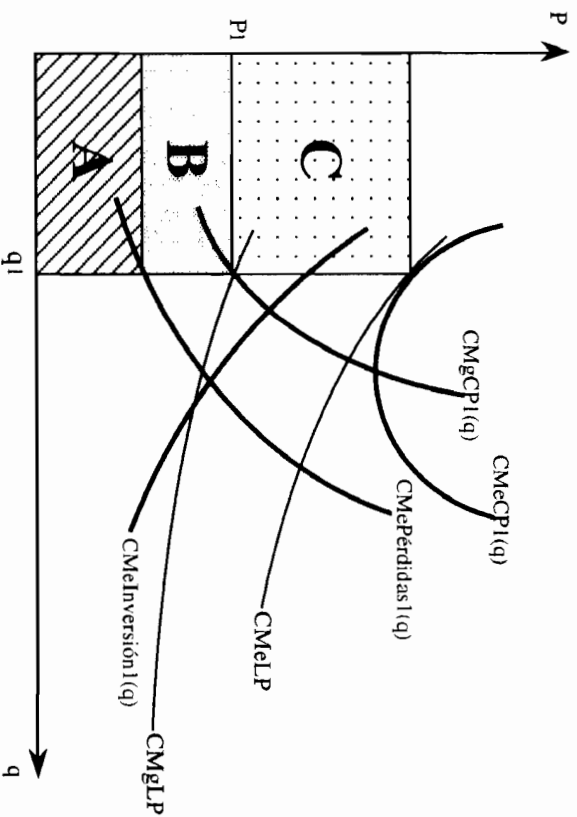
Ingresos, Tarificación y Rentabilidad

En la Figura 5 se ha descompuesto la curva de costos medios de corto plazo, $CM_{CPI}(q)$, en la suma de la curva de costos medios de inversión, $CM_{Inversión}(q)$ y la curva de costos medios por pérdidas, $CM_{Pérdidas}(q)$. Los costos marginales de corto plazo, $CM_{gCPI}(q)$, corresponden en su totalidad a pérdidas marginales.

Los costos medios de inversión decrecen con la cantidad transmitida ya que son los mismos costos totales de inversión, independiente de la cantidad transmitida. Debido a que las pérdidas crecen más que linealmente con la cantidad transmitida, el costo marginal o pérdida marginal es siempre mayor que el costo medio por pérdida. El área A de la Figura 5 representa los costos por pérdidas al transmitir q_1 , y el área $A+B+C$, los costos totales de transmitir esta cantidad, incluyendo pérdidas e inversión.

FIGURA 5

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO: TRANSMISION



De la Figura se observa que si se tarifica la transmisión a costos marginales, pagando un precio P1 cuando la cantidad transmitida es q1, las empresas de transmisión tendrán una utilidad negativa igual al área C, ya que sus costos serán A+B+C y sus ingresos sólo A+B. Este resultado es común a todos los sistemas con economías de escala, ya que en estos casos los costos marginales son menores que los costos medios. De la Figura también se observa que la tarificación a costos marginales permite cubrir con un exceso, igual al área B, los costos de operación que se han supuesto igual a los costos de pérdida (área A).

La Figura 5 representa claramente lo que ocurre con el sistema de transmisión eléctrico chileno. La inyección y retiro de energía en los distintos nudos del sistema interconectado permite a Transmisión recibir una tarifa P1, igual a las pérdidas marginales, ya que la modulación geográfica se realiza considerando estas pérdidas. Obtienen así un ingreso igual al área A+B. Al realizar la transmisión, estas empresas tienen costos por pérdida igual al área A, quedándose con un ingreso neto igual al área B que ha sido llamado en Chile Ingreso Tarifario.

Sin embargo, el ingreso tarifario no alcanza a cubrir todos los costos de inversión del sistema. La diferencia entre los costos de inversión y los ingresos tarifarios es igual al área C. Este déficit ha sido reconocido por las autoridades reguladoras chilenas, quienes han instituido el sistema de peajes, obligando a las empresas generadoras a pagar a las empresas encargadas de la transmisión un monto (peaje) igual a C. Con este esquema las empresas de transmisión no incurrir en pérdidas.

A través de los peajes, las autoridades reguladoras chilenas (Bernstein [1988]) están reconociendo la existencia de economías de escala en el sistema de transmisión, lo que implica una área C positiva. Teóricamente podría darse que el área C sea cero, pero esto significaría que se está transmitiendo una cantidad superior a q1, lo que no sería socialmente óptimo debido a la gran cantidad de pérdidas en que se incurrirían. Es probable, además, que no sea posible llegar a los niveles de transmisión que hacen el área C igual a cero, sin violar otras restricciones técnicas de capacidad de los conductores, estabilidad y seguridad.

III. Economías de Escala y Tarificación en Generación

Existencia de economías de escala

El problema de las economías de escala en el sector generación ha sido ampliamente investigado debido a la importancia del costo de generación en el costo total de la electricidad, y a la incertidumbre que ha existido respecto a si los costos medios decrecientes se deben a economías de escala o a cambios tecnológicos de las unidades generadoras. Como se explica a continuación, la mayoría de los estudios econométricos han encontrado que existen economías de escala, en mayor o menor grado. Conocemos sólo un par de trabajos en los cuales se encuentran algunas deseconomías de escala a nivel de empresas, pero en un nivel de generación muy superior al del sistema total chileno.

En general, la literatura norteamericana ha considerado mayoritariamente el problema de economías de escala en generación térmica, debido a su relevancia en el negocio eléctrico norteamericano. Sin embargo, existen trabajos chilenos e internacionales que nos permiten ampliar los resultados de dichos trabajos al sector de generación hidráulica.

Cowing y Smith [1978] realizan una revisión de muchos modelos econométricos realizados hasta esa fecha, concluyendo que ha habido avances tecnológicos en el diseño y construcción de las unidades y centrales generadoras. Ellos sugieren que las unidades más grandes son las que muestran mayores avances en eficiencia. De esa manera, los costos medios decrecientes se deben simultáneamente al avance tecnológico y a las economías de escala. Banzel [1964], Dhrymes y Kurtz [1964], Komiyá [1962], Lomax [1952], y Nerlove [1963] han realizado trabajos importantes a este respecto, usando tres enfoques teóricos diferentes, diversas técnicas econométricas y diversos conjuntos de datos entre los años 1930 y 1960. Ellos concluyeron mayoritariamente que las economías de escala son importantes.

Estudios más recientes como el de Willis [1978], que concentra su análisis econométrico en centrales térmicas entre los años 47 y 70, encuentran que las economías de escala en relación a los costos de las centrales generadoras existen para unidades pequeñas, pero éstas se agotan alrededor de 100 MW. Por otro lado, establece que las economías de escala relacionadas con eficiencia en generación, se agotan alrededor de 300 MW.

Existe también una minuta elaborada por Endesa [62/90] en la cual se ha recopilado información acerca de las economías de escala en centrales térmicas (carbón y petróleo), la cual está en los archivos de la Oficina de Planificación de Endesa para el período 1977-1989. Se encuentra que hay economías de escala considerables con respecto a la inversión para centrales hasta 100 MW, con una elasticidad de 0,6 (elasticidad=1 significa que no existen economías ni deseconomías de escala). Estas economías disminuyen, aunque siguen siendo importantes, en el rango 100 MW hasta 500 MW, con una elasticidad de 0,7. Sobre los 500 MW la elasticidad disminuye a 0,8. La información, aunque corresponde a un período de 12 años, es comparable según el autor, pues los cambios tecnológicos no han incidido considerablemente en los costos. La importancia de esta minuta es que incorpora datos referenciales internacionales, pero también información correspondiente al caso chileno.

Otra referencia que vale la pena mencionar es un estudio realizado por la International Atomic Energy Agency (IAEA [1986]) sobre la planificación de sistemas eléctricos. En este estudio se establecen valores referenciales sobre los costos de inversión por kilowatt de centrales de distintas tecnologías, entre ellas centrales térmicas de carbón y petróleo. En estos datos referenciales, de térmicas a vapor, se pueden apreciar economías de escala relativamente importantes bajo los 500 MW. Sin embargo sobre ese valor, aunque siguen existiendo, éstas son bastantes moderadas. Por ejemplo, una central de 1.200 MW tiene un costo de inversión directo de 790 \$/KW, y una central de 600 MW tiene uno de 950 \$/KW.

Con respecto a economías de escala en centrales hidroeléctricas, existe un artículo de Gordon [1983] en el cual utiliza información sobre centrales hidráulicas

en distintos lugares del mundo. La información contenida es sobre la base de 79 centrales construidas entre los años 1956 y 1971 y 86 centrales construidas entre los años 1977 y 1982. Gordon en este artículo estima la curva de costos por kilowatt como una función de la capacidad de la central, y concluye que una curva representativa es:

$$\text{Costo/KW (en dólares de 1982)} = 5.600 / \text{MW}^{0.24}$$

Analizando esta fórmula se puede observar que existen economías de escala importantes en el rango 0-600 MW. Sin embargo, a medida que la capacidad aumenta, las economías de escala se van volviendo moderadas. Así por ejemplo, entre una central de 800 MW y una de 2.000 MW hay alrededor de un 20% de diferencia en el costo por kilowatt instalado.

Una minuta reciente de Endesa [110/91] hace referencia al artículo de Gordon [1983] y lo compara con un trabajo de R. Bennewitz [1986] en el cual se estudió el costo por kilowatt como función de la capacidad de las centrales hidráulicas para el caso chileno. En particular se comparan los costos "incurridos" y estimados de las centrales construidas y en estudio, en Chile, desde 1980. Se puede observar en los gráficos que los costos por kilowatt en las centrales hidroeléctricas chilenas concuerdan con la literatura citada anteriormente. Esto indicaría que hay economías de escala para centrales pequeñas y que éstas van decreciendo a medida que aumenta la capacidad instalada. Algunas centrales están claramente alejadas de la curva representativa antes mencionada, como Colbún, lo cual indica que se incurrió en gastos extras respecto de centrales tradicionales. Es importante notar que el autor de la minuta modificó las fórmulas de los autores anteriores de modo que fueran comparables. Para ello se descartaron gastos generales e intereses y también se actualizaron los montos a moneda de junio de 1991.

Con respecto a trabajos que han encontrado retornos constantes e incluso algunas deseconomías de escala, se puede mencionar a Stewart [1979], Christensen y Greene [1976], Huettner y Landon [1978], los cuales se comentan a continuación. Stewart [1979] realiza un estudio econométrico basado en 39 centrales térmicas y 19 de turbinas a gas que entraron en servicio en 1970 y 1971. El encuentra que hay moderadas economías de escala en generación; sin embargo, su estudio difiere sustancialmente de los anteriores, pues separa su variable de escala en dos: la capacidad de la unidad generadora y su factor de utilización. Lo sorprendente de este artículo es que estas economías de escala no se deben a la capacidad de las centrales sino a su factor de utilización. En particular, encuentra que hay deseconomías con respecto a la capacidad de la central, pero que éstas son compensadas con las economías, debido al alto factor de utilización de las centrales grandes. Este artículo, aunque compatible con la literatura, es conflictivo en sus conclusiones, y ha sido altamente criticado. Por ejemplo, Joskow y Schmalensee [1983] han observado lo siguiente: "...los resultados reflejan la agrupación de 39 observaciones en turbinas a gas y 19 observaciones en térmicas (carbón y petróleo), la que es injustificada debido a las diferencias fundamentales entre las dos tecnologías"... "No hay razón para pensar que las economías de escala asociadas

con estas tecnologías son del todo similares. Nosotros no pensamos que una única función cuadrática puede adecuadamente aproximar ambas tecnologías, y por eso estamos extremadamente escépticos de los resultados de Stewart. Otra razón de escepticismo es la falta de Stewart en distinguir entre centrales a carbón y aquellas diseñadas para quemar petróleo, gas o ambos".

Los trabajos de Christensen y Greene [1976] y Huettner y Landon [1978] estudian la existencia de economías de escala a nivel de empresa, y han sido muy citados por gente que argumenta que generación no es un monopolio natural y que la competencia en un mercado mayorista es factible. Joskow y Schmalensee [1983] mencionan que el resultado más importante de Christensen y Greene, siguiendo un análisis similar al de Nerlove [1963] pero con datos más recientes, es concluir que las economías de escala al nivel de empresa son totalmente explotadas a 4.000 MW, y que por lo tanto un mercado mayorista con empresas de ese tamaño o mayores sería competitivo. Sin embargo, Joskow y Schmalensee [1983] critican el trabajo de Christensen y Greene argumentando que adolece de los siguientes problemas: dificultad en las mediciones de los atributos de sistemas eléctricos (los sistemas eléctricos no pueden tratarse como firmas de un solo producto operando bajo idénticas condiciones de optimalidad, etc.), los datos son para empresas integradas (generación, transmisión y distribución) y difícilmente se pueden sacar conclusiones sólo para la parte generación (esto es, mejorado en el análisis de Huettner y Landon), y, finalmente, las empresas estudiadas no están aisladas sino que muchas están en sistemas de despacho de carga y capturan algunas economías de sistemas más grandes.

En el trabajo de Huettner y Landon se usaron otras técnicas econométricas y se consideraron 74 empresas eléctricas integradas verticalmente y que tenían generación térmica en al menos 80% (muchas de ellas incluían generación hidráulica). Ellos aislaron el problema de economías de escala en generación, encontrando un resultado muy similar al de Christensen y Greene, es decir, la existencia de economías de escala hasta aproximadamente 3.000 MW. Para niveles de generación mayores encontraron retornos de escala casi constantes, finalmente mostraron la existencia de algunas deseconomías de escala al nivel de 9.000 MW, que coincidía con el límite superior del estudio.

Nuestra opinión después de revisar la literatura nacional e internacional es que a nivel de unidades y centrales generadoras se presentan algunas economías de escala. Estas economías de escala podrían ser moderadas para centrales sobre 200 MW. Sin embargo, la comparación que puede ser más significativa para el caso chileno es aquella que se hace con economías de escala a nivel empresa. Como la regulación establece que el sistema chileno debe operar como si fuera una gran empresa con muchas centrales (esto justamente es lo que da la condición de optimalidad a la regla de precios a costo marginal), entonces es de esperar que con nuestro nivel de generación en el sistema interconectado central se estarían agotando las economías de escala y entraríamos a una región de retornos constantes (el nivel actual es del orden de 3.800 MW, incluyendo Pehuenche). Sin embargo, aun así estamos bastante lejos de los niveles donde podrían empezar a ocurrir algunas deseconomías de escala.

En vista de esto, concluimos que el sector generación, tomado como un todo, tendría moderadas economías de escala o estaría llegando a un nivel en el cual no

hay economías ni deseconomías de escala. Como veremos a continuación, en este caso los costos medios son muy similares a los costos marginales, y por lo tanto una tarificación a costo marginal para el sector generación debería permitirles a las empresas generadoras obtener una rentabilidad igual a la tasa de costo de capital. La autoridad reguladora ha asumido en la Ley eléctrica que no hay economías de escala en el sector generación. Bemstein [1988], en particular, hace referencia a este punto para justificar que no existen ventajas al tener una sola gran empresa eléctrica en el país. Textualmente, en la página 371 dice: "En Chile, al nivel de generación no se originan economías de escala, tal como es mostrado al comparar los costos de inversiones en proyectos hidroeléctricos entre 40 MW y 600 MW"... "Sin economías de escala en generación entonces, no hay ventajas en tener una sola compañía."

Costos de corto y largo plazo

La Figura 6 representa los costos totales de corto plazo de un sistema de generación para tres niveles de inversión, y muestra además la curva de costos totales de largo plazo. CTCPI(q) representa la curva de costos totales de corto plazo asociada a una inversión anualizada de K_i ($K_0 < K_1 < K_2$). CTLP representa una curva típica de costos totales de largo plazo de un sistema de generación, que es la envolvente de las curvas de costos totales de corto plazo de distintos niveles de inversión. Para un nivel de generación dado, por ejemplo q_1 , CTLP es tangente a la curva de costos totales de corto plazo asociada al nivel de inversión de mínimo costo, que para q_1 es CTCPI₁(q).

La curva CTLP se ha supuesto lineal en el rango de interés, lo que es consistente con el supuesto de que los sistemas de generación no tienen economías de escala. Basados en la literatura internacional creemos que en Chile, dado el nivel de generación actual y futuro, es probable que estemos en una situación tal que las economías de escala prácticamente no existan. Este supuesto en todo caso habría que investigarlo en el futuro ya que la literatura internacional se refiere principalmente a sistemas de generación térmica y no hidráulica, siendo estos últimos muy importantes en Chile.

La Figura 7 representa los costos medios y marginales de corto plazo y largo plazo de un sistema de generación. Estos costos son obtenidos de las curvas de costos totales de la Figura 6. CMcCP_i(q) representa la curva de costos medios de corto plazo asociada a una inversión anualizada K_i con $K_1 < K_2$ y CMgCP_i(q) representa la curva de costos marginales de corto plazo. CMcLP representa la curva de costos medios de largo plazo, que es la envolvente de las curvas de costos medios de corto plazo. Para un nivel de generación dado, por ejemplo q_1 , CMcLP es tangente a la curva de costos medios de corto plazo asociada al nivel de inversión de mínimo costo medio. CMgLP representa la curva de costos marginales de largo plazo que es igual, en este caso, a la curva de costos medios de largo plazo.

La existencia de economías constantes de escala en el rango de interés hace que en el largo plazo la curva de costos medios sea igual a la de costos marginales y, por lo tanto, igual a una horizontal.

FIGURA 6
COSTOS TOTALES DE CORTO Y LARGO PLAZO: GENERACION

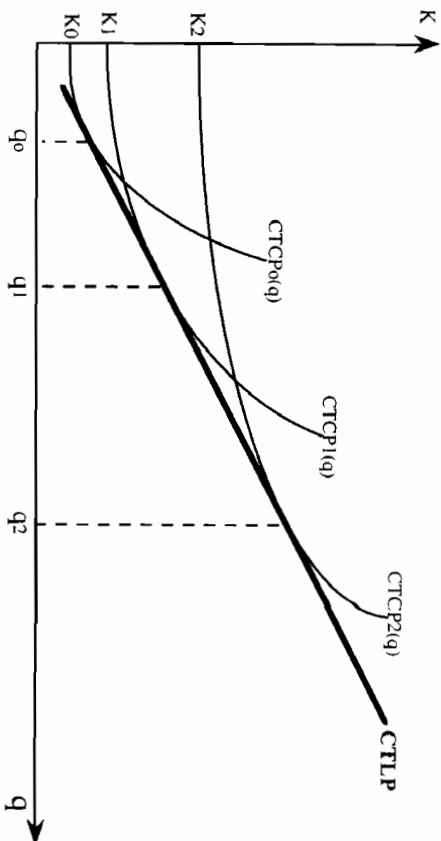
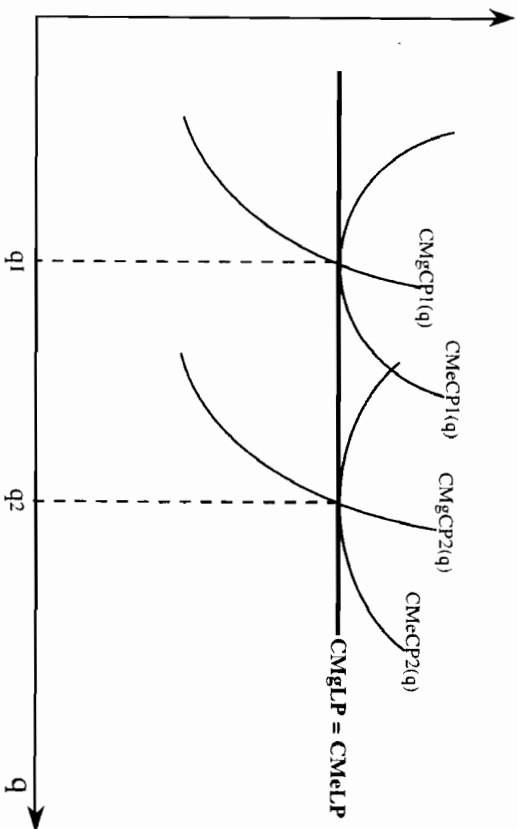


FIGURA 7
COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO
Y LARGO PLAZO: GENERACION



Ingresos, Tarifación y Rentabilidad

De la Figura 7 se observa que si se tarifica la generación a costos marginales, las empresas de generación tendrán una utilidad igual a cero², ya que en este caso el precio pagado es igual al costo medio. Este resultado es común a todos los sistemas con economías constantes de escala, los que al ser tarificados a costo marginal obtienen una rentabilidad normal.

En Chile, las empresas generadoras que venden su energía en los distintos nudos del sistema interconectado reciben una tarifa igual a los costos marginales. En la actualidad, estas empresas deben además pagar el peaje a las empresas de transmisión. De acuerdo a lo recién analizado, la tarificación, en teoría, debería permitir cubrir justo los costos medios de generación pero no el pago del peaje, ya que no está incluido en la tarifa. La obligación de pagar peaje hace que las empresas generadoras tengan pérdidas. Cabe hacer notar que en el caso de existir economías de escala en generación, la rentabilidad sería aún peor.

En resumen, es plenamente justificado el pago del peaje a las empresas de transmisión ya que les permite a éstas cubrir sus costos medios. Sin embargo, no es correcto que este pago extra se le cobre a generación, ya que la tarificación a costo marginal cubre exactamente los costos medios de generación. Así, el pago de peaje sólo puede realizarse generando pérdidas. Esto puede llevar a que, en el futuro, las empresas de generación no sean atractivas para nuevos proyectos y por lo tanto los particulares no estén dispuestos a invertir en este tipo de proyectos.

IV. Economías de Escala y Tarifación en el Sistema Conjunto Generación-Transmisión

Existencia de economías de escala

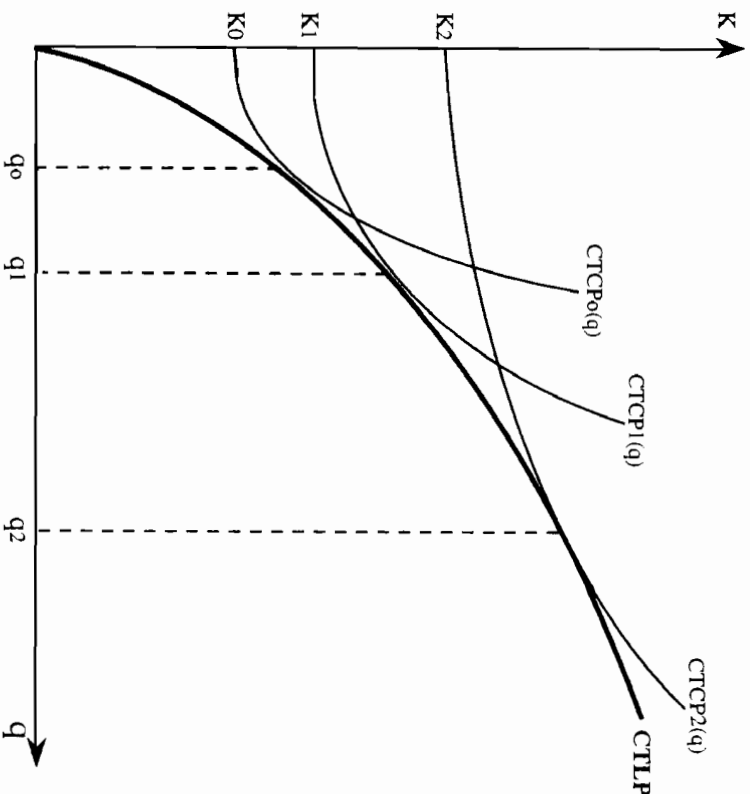
En los capítulos anteriores se ha explicado que el sector transmisión tiene economías de escala relevantes y que el sector generación tiene moderadas economías de escala o tiene economías constantes de escala. De esto se concluye que el sistema generación-transmisión mirado como un conjunto necesariamente tiene economías de escala. En consecuencia, el modelo teórico que representa al sector generación-transmisión es análogo a aquel que representa al sector transmisión explicado en el capítulo 2.

Costos de corto y largo plazo

La Figura 8 representa los costos totales de corto plazo de un sistema de generación-transmisión para tres niveles de inversión y la curva de costos totales de largo plazo. CTCPI(q) representa la curva de costos totales de corto plazo asociada a una inversión anualizada de K_1 ($K_0 < K_1 < K_2$). CTLP representa una curva típica de costos totales de largo plazo de un sistema de generación-transmisión.

FIGURA 8

COSTOS TOTALES DE CORTO Y LARGO PLAZO: GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

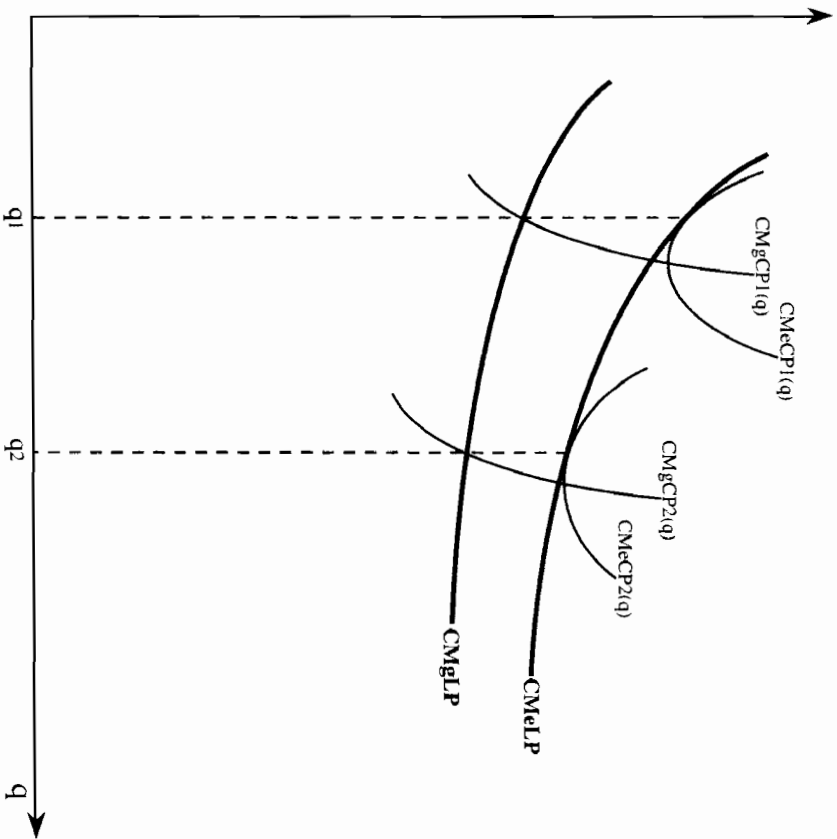


La Figura 9 representa los costos medios y marginales de corto plazo y largo plazo de un sistema de generación-transmisión. Estos costos son obtenidos de las curvas de costos totales de la Figura 8. $CMcCPI(q)$ representa la curva de costos medios de corto plazo asociada a una inversión anualizada K_i con $K_1 < K_2$ y $CMgCPI(q)$ representa la curva de costos marginales de corto plazo. $CMcLP$ representa la curva de costos medios de largo plazo y $CMgLP$ representa la curva de costos marginales de largo plazo.

Al igual que en el sistema de transmisión solo, la existencia de economías de escala hace que en el largo plazo la curva de costos medios tenga pendiente negativa y que los costos marginales sean siempre menores que los costos medios.

FIGURA 9

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO:
GENERACION-TRANSMISION



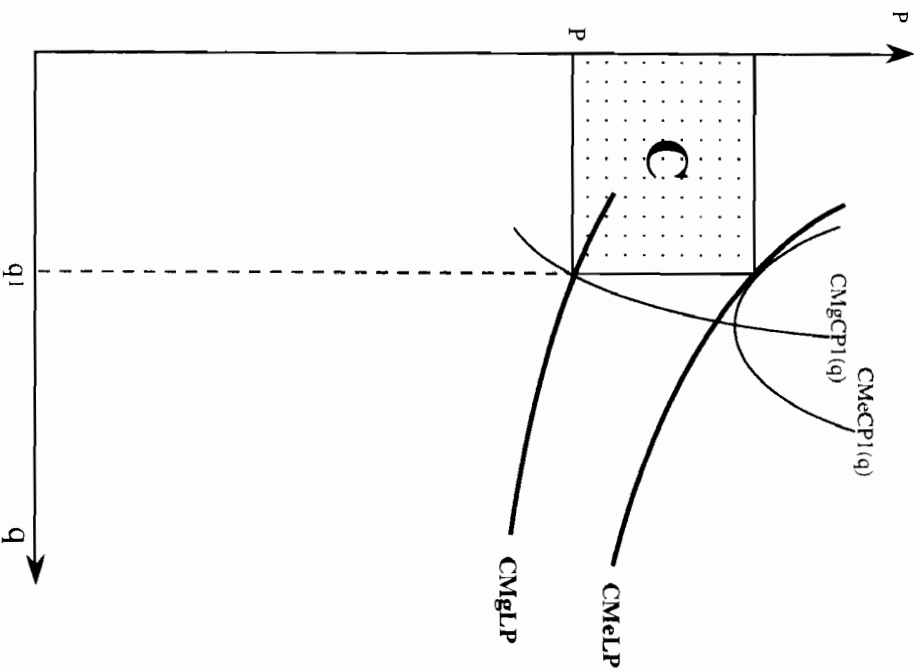
Ingresos, Tarificación y Rentabilidad

En la Figura 10 se observa que si se tarififica el sistema transmisión-generación a costo marginal, pagando un precio P cuando la cantidad generada y transmitida es q1, las empresas de generación y transmisión miradas como un todo tendrán una utilidad negativa igual al área C.

La Figura 10 representa lo que ocurre con el sistema de generación-transmisión eléctrico chileno mirado como conjunto. Al comprar y vender energía en los

FIGURA 10

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO:
GENERACION-TRANSMISION



distintos nudos del sistema interconectado, las empresas de transmisión y generación en conjunto, reciben una tarifa P igual a sus costos marginales, que no alcanza para cubrir sus costos totales. La diferencia entre los costos e ingresos es igual al área C. Si generación tiene economías constantes de escala, estas pérdidas

serán igual al área C de la Figura 5, que representaría al peaje pagado por las empresas de generación a la de transmisión. Si el sector generación tiene economías de escala, estas pérdidas serán mayores que este peaje.

Las autoridades reguladoras chilenas han reconocido la existencia de economías de escala en transmisión. Sin embargo, no está claro que hayan reconocido su existencia en el sistema generación-transmisión como conjunto, ya que no han establecido ningún esquema de peaje para el conjunto generación-transmisión, que permita eliminar las pérdidas debidas a dichas economías.

La conclusión recién expuesta es equivalente a la expresada en el capítulo 2: es plenamente justificado el pago del peaje a Transmisión, pero no es correcto que este pago lo haga Generación.

V. Alternativas de Tarificación para el Sistema Generación-Transmisión

Tal como se analizó anteriormente, existen costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema generación-transmisión que no están siendo recuperados con el actual sistema tarifario. Estos deben ser recuperados cobrándolos a los usuarios del sistema de generación-transmisión, sean éstos compañías distribuidoras (que después se los pasarán a los usuarios finales), o clientes grandes (sobre 2 MW). En la actualidad, el sistema de transmisión recupera sus costos medios mediante el cobro de peajes. Sin embargo, estos peajes son pagados por las empresas de generación, las cuales dada la tarificación a costo marginal, no pueden solventar estos gastos sin incurrir en pérdidas.

En este capítulo, nuestro objetivo es analizar distintas tarificaciones que podrían usarse para cobrarles a los usuarios del sistema generación-transmisión los costos no recuperados mencionados anteriormente. Estas tarificaciones persiguen, en mayor o menor grado, dos objetivos: eficiencia económica e ingresos mínimos para las empresas.

El concepto de eficiencia económica se refiere a que los precios de la electricidad deben dar a los usuarios una señal adecuada de los costos involucrados en la producción del bien. De esta forma, los agentes económicos tomarán las decisiones correctas desde un punto de vista social. El uso de precios basados en costos marginales en el sector generación apunta justamente a este objetivo.

El concepto de ingresos mínimos, para el sector generación-transmisión, se refiere a que las empresas participantes en este sector obtengan una rentabilidad neta igual a cero. El uso de precios igual a costos medios en el sector distribución es un buen ejemplo en este sentido.

En este informe se presentan cuatro sistemas tarifarios, que son los que comúnmente se contemplan en la literatura para enfrentar este problema: tarificación a costo marginal con subsidio, tarificación a desviación óptima de costos marginales, tarificación a desviación cuasi-óptima de costos marginales y tarificación a costo medio mediante peajes por uso.

Tarificación a costo marginal con subsidio

La tarificación a costo marginal satisface el objetivo de eficiencia económica. Sin embargo, no satisface los requerimientos de ingreso mínimo para el sector generación-transmisión que tiene economías de escala. Como ambos objetivos no pueden cumplirse simultáneamente vía tarificación a costo marginal, en esta alternativa se establecen precios al consumo iguales a los costos marginales, con el objetivo de dar las señales adecuadas a los consumidores, y el Estado financia, mediante un subsidio, los costos que no dependen del consumo, tales como la recuperación de la inversión y los costos de mantenimiento.

De la Figura 10, se tiene que el subsidio del Estado para el sector generación-transmisión correspondería al área C, que corresponde, según la tarificación actual, al monto no recuperado. En teoría, y considerando sólo el sector eléctrico, un esquema de tarificación de este tipo conseguiría los objetivos de eficiencia económica y de ingreso mínimo. Sin embargo, esta alternativa de solución no es "atractiva" debido a que el subsidio, aunque serviría para dar las señales adecuadas en el sector eléctrico, distorsionaría otras áreas de la economía, especialmente aquellas que generan mayores ingresos fiscales.

En la práctica, una solución vía subsidio es políticamente difícil de implementar, pues otros sectores demandarían subsidios argumentando equidad entre los distintos sectores de la economía. Es también cuestionable que políticamente se otorgue un subsidio a la electricidad para obtener una mayor eficiencia económica, ya que por lo general, los subsidios son otorgados para subsanar problemas de distribución de ingresos.

Tarificación a desviación óptima de costos marginales

A modo de subsanar el problema del déficit que se genera al tarificar a costo marginal, la literatura ha investigado tarificaciones óptimas, considerando la restricción deficitaria ("second best"). Como es bien sabido, la tarificación a costo marginal aparece como la solución óptima al problema de maximizar el beneficio social, es decir, la suma del excedente del productor y del consumidor, sin importar las utilidades de la empresa proveedora. Así, con el uso de precios iguales a costos marginales se está dando una señal adecuada a los agentes económicos. Una solución de "second best" apunta a maximizar el beneficio social, pero impone la restricción de que la empresa proveedora tenga una utilidad igual a cero.

El sistema de precios propuesto es, entonces, la desviación óptima de los costos marginales, y permite que las empresas tengan una rentabilidad cero. Se le denomina desviación óptima, pues provoca la mínima distorsión necesaria en las señales de asignación de recursos.

Los artículos más importantes en tarificación óptima para empresas con "peak-load problem" y economías de escala son de Boiteux [1956], Baumol y Bradford [1970], Mohring [1970] y Bailey y White [1974]; todos ellos están basados en las ideas originales de Ramsey [1927]. En estos artículos, los autores estudian cómo puede implementarse una tarifa diferenciada para períodos de punta y períodos

base, que dé las señales de costo marginal y que además permita a las empresas no tener déficit debido a la presencia de economías de escala. La solución, según los autores, se logra elevando los precios sobre los costos marginales, de modo que se elevan en mayor porcentaje en los períodos con demandas menos elásticas y en menor porcentaje para los períodos con demandas más elásticas. Así, si en el período de punta la demanda es menos elástica que en el período base, entonces en ambos casos se elevará el precio, pero en el período de punta se elevará en un porcentaje mayor que en el período base.

Los precios obtenidos con esta solución "second best" tienen una desviación relativa de los costos marginales para cada servicio, inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda por ese servicio. Estos precios son llamados "precios Ramsey", debido a Frank Ramsey [1927], quien fue el primero en establecer sus propiedades de eficiencia. La distorsión es mínima, pues un mayor mark-up se le aplica a los servicios que no tienen mucha variación en la demanda, lo cual genera ingresos importantes sin distorsionar el consumo óptimo para esa clase de consumidores. Un mark-up pequeño se les aplica a los consumidores que son más sensibles al precio, no creando así una distorsión importante en la asignación de recursos.

Para poder establecer una tarificación de "second best" del sistema generación-transmisión, es necesario conocer las elasticidades de la demanda bajo las distintas condiciones de demanda de la red. Así, si se considerarían solamente dos períodos (de punta y de base) sería necesario conocer las elasticidades en esos dos períodos, y luego modificar los costos marginales de acuerdo a esas elasticidades, de modo que las compañías proveedoras tuvieran utilidad cero.

Cabe destacar que si las elasticidades de los distintos períodos son iguales, la tarificación óptima es tal que los precios para cada período, se obtendrán como el costo marginal en cada período multiplicado por una constante. De esta forma el cobro al usuario final mantiene señales relativas similares a las que proporcionaría un precio igual al costo marginal, pero además permite recuperar los costos totales del sistema generación-transmisión.

Tarificación a desviación cuasi-óptima de costos marginales

Como en la práctica es difícil de implementar una tarificación a desviación óptima de costos marginales, debido al problema de determinación de elasticidades de la demanda en cada período, se analizan a continuación dos alternativas que son fácilmente implementables. Estas alternativas aunque no óptimas son consideradas desviaciones cuasi-óptimas de los costos marginales y las denotaremos: Tarificación a desviación de costo marginal dependiente de la demanda del usuario y Tarificación a costo marginal más un cargo fijo.

a) Tarificación a Desviación de Costo Marginal dependiente de la Demanda del Usuario.

En este tipo de tarificación en vez de subir los precios en un mayor porcentaje en los períodos de demanda inelástica, se puede conseguir un resultado análogo

en la asignación de recursos, si se aplican mayores porcentajes a las tarifas de los usuarios con demanda inelástica, o al **segmento** más inelástico de las tarifas, si éstas son tarifas de bloques.

Determinar la elasticidad de la demanda por usuario también produce un problema de implementación y por esta razón es preferible realizar una tarificación que esté basada en cobrar precios que se desvíen del costo marginal en distintos porcentajes, de acuerdo a bloques de consumo.

Usando el concepto de eficiencia económica, sería razonable cobrar un porcentaje mayor sobre el costo marginal a las primeras unidades de energía consumida por los clientes cada mes. Estas unidades son las de menor elasticidad y, por lo tanto, se conseguirían los ingresos necesarios sin alterar significativamente la asignación de recursos. Una manera de lograr esto, sería cobrar una tarifa de bloques, en donde en el primer bloque, el precio se eleva un mayor porcentaje sobre los costos marginales que lo que se eleva en los bloques siguientes, pues el primero es probablemente el bloque más inelástico de todos. Cabe destacar que sólo ha sido introducido en esta sugerencia el concepto de eficiencia económica. Si la autoridad reguladora tiene objetivos de redistribución de ingresos, entonces la diferencia entre los precios y los costos marginales sería diferente, y se perderían las señales que se quieren preservar al usar los costos marginales.

En el caso que la elasticidad de la demanda en los distintos bloques tarifarios sea la misma, entonces se reobtiene el resultado multiplicativo mencionado anteriormente.

b) Tarificación a Costo Marginal más un Cargo Fijo.

En esta alternativa se cobra el costo marginal por consumo y además se cobra un cargo fijo por acceso a la red a todos los clientes del servicio eléctrico, de modo que este cargo cubra los gastos de inversión y mantención no recuperables con tarificación a costo marginal para el sistema generación-transmisión. Con esto, se está asumiendo que la demanda por tener acceso al servicio eléctrico es muy inelástica, es decir, la gran mayoría de los usuarios pagará el costo fijo. De esa manera, se le hace pagar al consumidor un cargo inicial que puede interpretarse como un derecho por el uso del sistema de transmisión cuando hay consumo de electricidad, es decir, un derecho a recibir electricidad al mínimo costo del sistema, aunque ésta sea generada a gran distancia.

El cargo por acceso a la red puede implementarse como un cobro al instalar el servicio eléctrico, de la misma forma que existe un cobro por línea telefónica, o como un cobro mensual aditivo que descontado en el tiempo, equivale al cobro fijo de contratar el servicio.

Este esquema puede considerarse como un caso límite del sistema presentado en a), si se asume que todos los usuarios que deciden tener acceso al servicio eléctrico consumirán al menos la cantidad de energía correspondiente al primer bloque, y que sólo el precio del primer bloque se desvía del costo marginal.

Tarifificación a costo medio.

En esta alternativa, el sistema de generación continúa siendo tarificado a costo marginal mientras que el sistema de transmisión se tarifa a costo medio. Esta proposición tiene dos cualidades; la primera, es que es simple de aplicar pues se conocen los costos totales y se conocen las cantidades de electricidad transmitida a través de la red; la otra es que no crea problemas de irrecuperabilidad de la inversión realizada por la empresa proveedora del sistema de transmisión. Sin embargo, tiene la deficiencia de que no da necesariamente las señales adecuadas a los consumidores en cuanto al uso de los recursos.

La manera de tarifificar el sistema de transmisión sería análoga a como se tarifa actualmente el sistema de distribución eléctrica y como se tarifa el sistema de transmisión entre el Continente y la Isla de Chiloé. Debido a que los costos medios se conocen para cada tramo del sistema de transmisión, y también se conocen los usuarios de cada tramo, pues se tiene la información de los retiros e inyecciones del sistema en cada nudo, entonces es posible cobrar a cada usuario proporcionalmente a la utilización de cada tramo. Así, un cliente que utiliza en mayor medida (longitud y capacidad) el sistema de transmisión, deberá solventar una mayor parte de sus costos.

Esta tarifificación es fácil de implementar mediante un sistema de peajes que depende de las distancias y de la capacidad utilizada de la línea. Este peaje consta de dos partes que pueden interpretarse de modo diferente, aunque podrían finalmente ser expresadas en conjunto. Una parte del peaje tiene la interpretación de costos marginales (o costo asociado a las pérdidas marginales) de la transmisión, y la otra, es un peaje que pretende cubrir los costos de inversión, mantenimiento y operación del sistema.

VI. Costos Marginales de Corto y de Largo Plazo

La tarifificación eléctrica fija los precios nudo igual a los costos marginales de corto plazo suponiendo que éstos son iguales a los costos marginales de largo plazo. Cuando esto ocurre se dice que el sistema de generación-transmisión está económicamente adaptado. En la práctica, el sistema eléctrico chileno casi nunca está adaptado. En consecuencia, los costos marginales de corto plazo son casi siempre distintos a los de largo plazo.

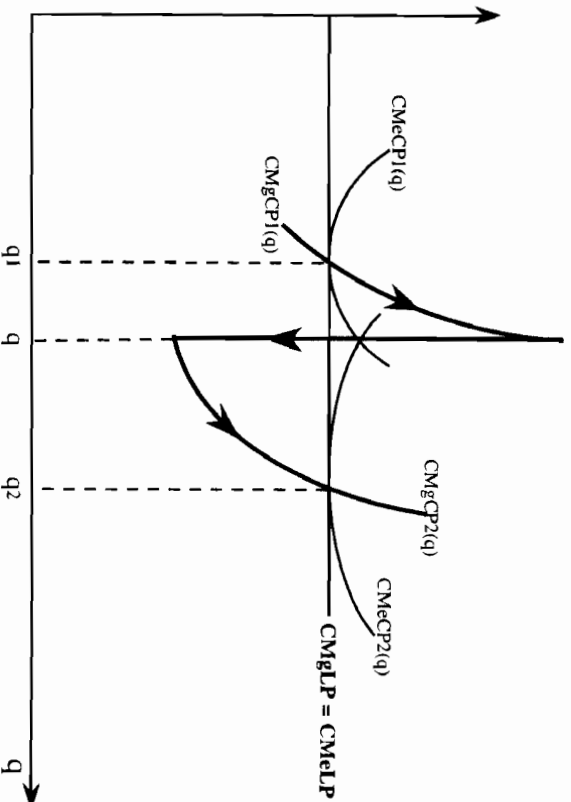
La explicación de esta permanente desadaptación, es que el mercado chileno es relativamente pequeño en relación a la capacidad de las nuevas centrales y sistemas de transmisión que se instalan. Por esto, la entrada de una nueva facilidad de generación-transmisión normalmente significa un gran aumento porcentual de la oferta. Este problema de indivisibilidad origina un gran aumento de capacidad instalada en relación al nivel de consumo cada vez que se agrega una nueva facilidad al sistema. En consecuencia, el sistema eléctrico pasa por períodos de subequilibramiento en los que los costos marginales de corto plazo son mayores que los de largo plazo, y por períodos de sobreequilibramiento donde ocurre lo contrario.

La Figura 11 representa los costos medios y marginales de corto y largo plazo del sistema de generación-transmisión eléctrico. Se ha supuesto que existen economías constantes de escala, con el objeto de aislar el problema de corto versus el de largo plazo.

En la práctica no es posible ni convenientemente variar continuamente la capacidad del sistema siguiendo el permanente crecimiento de la demanda eléctrica. Supongamos, por ejemplo, que la mayor y más cercana capacidad a K1 es K2. En este caso, en la medida que aumenta la generación-transmisión, el costo marginal de corto plazo, que es igual al precio en el esquema chileno, seguirá la trayectoria indicada con flechas en la Figura 11.

FIGURA 11

COSTOS MEDIOS Y MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO:
GENERACION-TRANSMISION



En esta figura el sistema sólo está adaptado cuando la generación es $q1$ o cuando es $q2$. Como el precio es igual al costo marginal de corto plazo tenemos que:

- para un nivel de generación mayor que $q1$ y menor que q , los precios son mayores que los costos medios y las empresas tienen utilidades, y
- para un nivel de generación mayor que q y menor que $q2$, los precios son menores que los costos medios y las empresas tienen pérdidas.

El esquema utilizado en la actualidad de tarificar a costos marginales de corto plazo en vez de hacerlo a costos marginales de largo plazo, es adecuado sólo si estas utilidades compensan las pérdidas. Esto es, si los altos precios de los períodos de subequipamiento compensan los bajos precios de los períodos de sobreequipamiento. En este caso, las rentabilidades de las empresas no se ven afectadas al utilizar una tarificación a costo marginal de corto plazo en vez de una de largo plazo.

Sin embargo, es perfectamente posible que esta compensación no ocurra, y que en promedio los precios nudo del sistema sean menores que los costos marginales de largo plazo. Cabe hacer notar que para mantener el atractivo de las inversiones en generación eléctrica, los precios deben cubrir los costos de largo plazo. Este tema debería ser estudiado en más detalle en el futuro.

VII. Conclusiones

La literatura relacionada con sistemas eléctricos acepta universalmente que los sistemas de transmisión tienen economías de escala, luego los costos medios son mayores que los costos marginales. En consecuencia, una tarificación a costo marginal los hace incurrir en pérdidas. Estas han sido reconocidas por las autoridades reguladoras chilenas, quienes han instituido el sistema de peajes, obligando a las empresas generadoras a pagar a las empresas encargadas de la transmisión un monto igual a la diferencia entre los costos medios y los costos marginales de transmisión (peaje). Con este esquema, las empresas de transmisión son rentables.

De acuerdo a la literatura nacional e internacional, concluimos que existen dos posibilidades respecto al sector generación, tomado como un todo: 1) este sector tiene moderadas economías de escala, o 2) este sector está operando en un nivel en el cual hay economías constantes de escala (no hay economías ni deseconomías de escala). Si ocurre el mejor de estos dos casos (el caso 2), la tarificación a costo marginal permite cubrir justo los costos medios de generación, obteniendo las empresas una rentabilidad igual al costo del capital. Si ocurre el caso 1, este tipo de tarificación no permite cubrir los costos medios. Sin embargo, cualquiera sea el caso, la tarificación a costos marginales no permite a las empresas generadoras cubrir el pago del peaje.

Como el sector transmisión tiene economías de escala y el sector generación tiene moderadas economías de escala o tiene economías constantes de escala, entonces el sistema generación-transmisión mirado como conjunto necesariamente tiene economías de escala.

En consecuencia, una tarificación a costo marginal como la actualmente vigente en Chile, implica que necesariamente el sistema generación-transmisión tendrá pérdidas. Si el sector generación tiene economías constantes de escala, estas pérdidas serán iguales al peaje actualmente pagado por las empresas de generación a las de transmisión. Si el sector generación tiene economías de escala, estas pérdidas serán aun mayores que el peaje.

Creemos que es plenamente justificado el pago del peaje a las empresas de transmisión, ya que les permite a éstas cubrir sus costos medios. Sin embargo, este peaje debe obtenerse fuera del sistema generación-transmisión si se desea que éste tenga tarifas que cubran sus costos medios. En caso contrario, las empresas de este sistema, en particular las de generación, no serán atractivas para nuevos proyectos y, por lo tanto, los particulares no estarán dispuestos a invertir en este tipo de empresas.

El peaje requerido para lograr que el sistema de generación-transmisión sea rentable debe obtenerse de los usuarios de este sistema, sean éstos compañías distribuidoras (que se lo van a traspasar a los consumidores finales) o clientes grandes. En este documento se presentan cuatro sistemas tarifarios que permitirían resolver este problema del sistema de generación-transmisión.

Notas

- 1 En el anexo se explica la metodología utilizada para calcular estas rentabilidades.
- 2 Esta utilidad se calcula incluyendo el costo del capital. En consecuencia, tener utilidades cero es equivalente a tener una rentabilidad igual al costo de capital (o tasa de descuento).

Referencias

- BAILEY, ELIZABETH y LAWRENCE WHITE (1974), "Reversals in Peak and Off-peaks Prices", *Bell Journal of Economics and Management Science*, Vol. 5, (Primavera), pp. 75-92.
- BARZEL, Y. (1964), "The Production Function and Technical Change in the Steam-Power Industry", *The Journal of Political Economy*, Vol. 72, abril.
- BAUMOL, WILLIAM J. y DAVID BRADFORD (1970), "Optimal Departures from Marginal Cost Pricing", *American Economic Review*, Vol. 60, junio, pp. 265-273.
- BERNSTEIN, SEBASTIAN (1988), "Competition, Marginal Cost Tariffs and Spot Pricing in the Chilean Electric Power Sector", *Energy Policy*, agosto, pp. 369-377.
- BOITEUX, M. (1956), "Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire", *Econometrica*, Vol. 24 enero, pp. 22-40.
- COWING, THOMAS G. y KERRY SMITH, V. (1978), "The Estimation of a Production Technology: A Survey of Econometric Analysis of Steam-Electric Generation", *Land Economics*, Vol. 54, mayo, pp. 156-186.
- CHRISTENSEN, LAURITS R. y WILLIAM H. GREENE, WILLIAM H. (1976), "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation", *Journal of Political Economy*, Vol. 84, agosto, pp. 655-676.
- DHRUVES, P. y KURZ, M. (1964), "Technology and Scale in Electricity Generation", *Econometrica*, Vol. 32, julio, pp. 287-315.
- ENDESA (1990), "Economías de Escala en Plantas de Vapor", *Minuta* 62/90.
- ENDESA (1991), "Economías de Escala en Centrales Hidroeléctricas", *Minuta* 110/91.
- ENDESA (1982 A), "Costos de Líneas de Transmisión en la Zona Central", *Minuta* 4/82.
- ENDESA (1982 B), "Costos e Ingresos para una Línea de Transmisión Adaptada", *Minuta* 32 / 82.
- FERC (1981), "Power Pooling in the United States", Washington, DC: Federal Energy Regulatory Commission, Office of Electric Power Regulation, diciembre.
- GORDON, J.L. (1983), "Hydropower Cost Estimates", *Water Power and Dam Construction*, noviembre, pp. 30-37.
- HUETTNER, DAVID A. y JOHN LANDON (1978), "Electric Utilities: Scale Economies and Diseconomies", *Southern Economic Journal*, Vol. 44, abril, pp. 883-912.

- IAEA (1984). "Expansion Planning for Electrical Generating System: A Guidebook". IAEA Press.
- JOSKOW, PAUL L. y RICHARD SCHMALENSEE (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. The MIT Press: Cambridge.
- KOMIYA, R. (1962). "Technological Progress and the Production Function in the United States Steam Power Industry". *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 44, mayo, pp. 156-166.
- LOMAX, K. (1952). "Cost Curves for Electricity Generation". *Economica*, Vol. 19, mayo, pp. 193-197.
- MOHRING, H. (1970). "The Peak-Load Problem with Increasing Returns and Pricing Constraints". *American Economic Review*, Vol. 60, septiembre, pp. 693-705.
- NERLOVE, M. (1963). "Returns to Scale in Electricity Supply", in C. Christ, ed. *Measurement in Econometrics: Studies in Mathematical Economics and Econometrics in Memory of Yehuda Grunfeld*. Stanford: Stanford Univ. Press.
- RAMSEY, F. (1927). "A Contribution to the Theory of Taxation". *Economic Journal*, marzo, Vol. 37, pp. 47-61.
- SCHERER, FREDERICK M. (1976). "Estimary Peak and Off-Peak Marginal Costs for an Electric Power System: An Ex-ante Approach". *The Bell Journal of Economics*, Vol. 7, otoño, pp. 575-601.
- STEWART, JOHN F. (1979). "Plant Size, Plant Factor, and the Shape of the Average Cost Function in Electric Power Generation: A Nonhomogeneous Capital Approach". *Bell Journal of Economics*, Vol. 10, otoño, pp. 549-565.
- WEISS, LEONARD W. (1975). "Antitrust in the Electric Power Industry", in Phillips, Almarin eds. *Promoting Competition in Regulated Markets*. Washington, DC, Brookings Institution.
- WILLS, HUGH R. (1978). "Estimation of Vintage Capital Model for Electricity Generation". *Review of Economic Studies*, Vol. 45, octubre, pp. 495-518.

ANEXO Rentabilidades Anuales de las Empresas de Generación y Transmisión

Los datos aquí expuestos fueron obtenidos de las memorias anuales de las empresas de generación. El Resultado Operacional se obtuvo del Estado de Resultados del año correspondiente. La Depreciación Anual se determinó a partir del Estado de Cambios en la Posición Financiera. El Activo Fijo Bruto considera los siguientes activos fijos (incluida la retención técnica): centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, sistemas de transmisión, casas para el personal, vehículos de transporte y carga, repuestos para la generación y transmisión, y otros materiales. A estos activos fijos se le suma la depreciación acumulada (notas del Balance General), y se obtiene entonces, el Activo Fijo Bruto. En los activos fijos no se consideran los activos debidos a obras en ejecución. La rentabilidad se determina, considerando un período de 40 años para los activos.

Rentabilidades Anuales por Empresa y para el Sistema Completo (cifras en millones de \$ de cada año)

Endesa (1)	Año 87	Año 88	Año 89	Año 90	Promedio
Resultado Operacional	\$25.798	\$38.501	\$34.088	\$40.837	\$34.806
Depreciación	\$12.573	\$13.938	\$16.696	\$21.951	\$16.289
Activo Fijo Bruto	\$38.371	\$52.439	\$50.784	\$62.787	\$51.095
Rentabilidad	6,3 %	8,1 %	6,3 %	5,8 %	6,63 %

(1) La rentabilidad calculada para Endesa corresponde a Generación + Transmisión

Chilgener	Año 87	Año 88	Año 89	Año 90	Promedio
Resultado Operacional	\$2.885	\$5.703	\$7.036	\$13.368	\$7.248
Depreciación	\$2.357	\$2.548	\$3.152	\$4.239	\$3.074
Activo Fijo Bruto	\$5.242	\$8.251	\$10.187	\$17.607	\$10.322
Rentabilidad	4,4 %	7,0 %	7,0 %	9,4 %	6,95 %

Colbún	Año 87	Año 88	Año 89	Año 90	Promedio
Resultado Operacional	\$8.107	\$9.233	\$12.701	\$17.277	\$11.829
Depreciación	\$4.686	\$5.927	\$7.062	\$9.196	\$6.718
Activo Fijo Bruto	\$12.793	\$15.160	\$19.763	\$26.473	\$18.547
Rentabilidad	7,1 %	6,9 %	7,6 %	7,8 %	7,35 %

Sistema	Año 87	Año 88	Año 89	Año 90	Promedio
Resultado Operacional	\$36.789	\$53.437	\$53.824	\$71.483	\$53.883
Depreciación	\$19.616	\$22.413	\$26.909	\$35.386	\$26.081
Activo Fijo Bruto	\$56.406	\$75.851	\$80.733	\$106.868	\$79.965
Rentabilidad	6,2 %	7,8 %	6,6 %	6,7 %	6,83 %