

Serie

REFORMAS ECONÓMICAS

1

LA GESTIÓN
PRIVADA Y LA
INVERSIÓN EN
EL SECTOR
ELÉCTRICO
CHILENO

-08024-
CAMARA CHILENA DE
LA CONSTRUCCION
Centro Documentación

Graciela Moguillansky

NACIONES UNIDAS



Comisión Económica para
América Latina y el Caribe

333.793 2
M696
c.1

SERIE REFORMAS ECONÓMICAS

1

**LA GESTIÓN PRIVADA Y LA INVERSIÓN
EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO**

Graciela Moguillansky

-08027-

**CAMARA CHILENA DE
LA CONSTRUCCION
Centro Documentación**



**NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Santiago de Chile, 1997**

LCL.1070
Septiembre de 1997

Este trabajo fue preparado por la señora Graciela Moguillansky, funcionaria de la División de Desarrollo Económico de la CEPAL, para el Proyecto "Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa" (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad de la autora y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
II. ANTECEDENTES DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN	9
1. EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN Y EL ROL DE LA GESTIÓN PÚBLICA.....	11
2. PRIVATIZACIÓN Y ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	11
3. LA REGULACIÓN, ELEMENTO CENTRAL EN LAS INVERSIONES DE AGENTES PRIVADOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	16
III. LA GESTIÓN PRIVADA Y LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO	23
1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	24
2. RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.....	27
3. EL FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN.....	30
4. LA POLÍTICA DE INVERSIONES DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS.....	35
IV. CONCLUSIONES	43
NOTAS.....	47
BIBLIOGRAFÍA.....	49
ANEXO.....	51
CUADRO A 1.....	53
CUADRO A 2.....	54
DIAGRAMA 1.....	55
DIAGRAMA 2.....	56

RESUMEN

Este documento está orientado al análisis del impacto de las reformas al sector eléctrico en Chile, y la respuesta mostrada por una de las variables claves para asegurar el crecimiento: la inversión. En particular el estudio se pregunta sobre el grado de conciliación entre los intereses de los agentes privados y los requerimientos de crecimiento del sector, así como del papel jugado por el Estado en este proceso.

El principal resultado a que llegó el estudio es que el proceso de privatización y la legislación adoptada contribuyeron a una fuerte dinámica de inversión y crecimiento en el sector eléctrico y que las perspectivas para los próximos años señalan que la inversión a ser realizada será aún mayor, llegando a una cifra promedio anual entre 1997 y el 2000, de 800 millones de dólares, lo que permitirá satisfacer un crecimiento en la demanda de energía eléctrica estimada por la Comisión Nacional de Energía en 8.5% anual. Además concluye que el proceso de internacionalización del capital, a través de la participación de las empresas en los procesos de privatización a nivel regional, no representa un obstáculo a la inversión futura en Chile.

Los factores que incidieron en la favorable evolución se relacionan con el contexto macroeconómico y político en que se desenvuelve la economía, la mantención de una regulación estable en el tiempo, que ha asegurado una alta rentabilidad a las empresas de generación y distribución y el desarrollo de una capacidad gerencial de larga data. En este proceso el sector público jugó un papel fundamental: tuvo una activa participación en el acondicionamiento de las empresas para su traspaso al sector privado, en la formación de un equipo técnico que consolidó la administración de las empresas, manteniendo su continuidad después del traspaso al sector privado, así como en la creación de estímulos a la inversión durante el proceso mismo de privatización: entregando recursos al asumir la deuda de las empresas y mediante subsidios a la venta de las mismas.

I. INTRODUCCIÓN

Uno de los sectores que es considerado vital para el crecimiento del producto es el de la energía. El consumo total en el decenio 1985-1994, de acuerdo a las cifras de la Comisión Nacional de Energía, ha venido creciendo a una tasa promedio acumulada anual de 8.7%, casi triplicando aquella presentada en el decenio anterior. Las cifras relativas al consumo final de energía secundaria - la que se incorpora en forma útil en los procesos finales de producción de bienes y servicios -, muestran una evolución similar, siendo el petróleo y la electricidad los que han liderado dicho crecimiento.

Existen tres razones para centrar el estudio del impacto de la gestión privada sobre la inversión en el sector eléctrico: en primer lugar por que a diferencia del sector petrolero, éste ha sufrido, desde mediados de los 80, una importante transformación, tanto por la privatización de gran parte de las empresas que lo conforman, como en materia de regulación, siendo este proceso pionero en la región. En segundo lugar, porque la gestión empresarial del sector eléctrico ha sido de las más avanzadas y más audaces, lo que abrió el camino al proceso de internacionalización de la actividad y globalización del financiamiento, aspectos que en sí representan una tercera razón para estudiar la perspectiva de la inversión en el sector.

Las preguntas que se plantea este estudio son: -¿en qué medida el proceso de privatización ha favorecido la inversión en el sector?; -¿cómo han respondido los empresarios a la nueva regulación?; -¿qué estímulos tienen los empresarios en la actualidad para seguir invirtiendo en el sector eléctrico chileno?; -¿en qué medida el proceso de internacionalización representa un obstáculo a la inversión en Chile?; -¿cómo se equilibra la ecuación de ganancia y riesgo en el sector?

El enfoque adoptado para el análisis ha sido el microeconómico, analizándose la evolución de los mercados de generación, transmisión y distribución a través de las principales empresas que lo componen, intentando encontrar, por medio del estudio de los balances y memorias anuales de las empresas, entrevistas a ejecutivos y declaraciones efectuadas por éstos en la prensa nacional, la respuesta a las interrogantes planteadas. Sin embargo, dado que los mercados que conforman el sector eléctrico chileno, aún después del proceso de privatización se han mantenido muy concentrados, el estudio de solo cuatro empresas permite abarcar el 80% de la generación de energía del sistema interconectado central, el más importante del país y el 60% de la distribución, con lo que los resultados pueden ser generalizadas sin problemas de representatividad.

El principal resultado a que llegó el estudio es que el proceso de reforma en el sector eléctrico chileno ha sido exitoso, si se considera como criterio la ampliación de la capacidad productiva del sector a lo largo de los diez últimos años¹, esperándose aún un mayor ritmo de inversión para el período 1998-2005. Sin embargo, el sector público no ha sido ajeno a éste éxito, teniendo una activa participación en el acondicionamiento de las empresas para su traspaso al sector privado, en la formación de un equipo técnico que consolidó la administración de las empresas, manteniendo su continuidad después del traspaso al sector privado, así como en la creación de estímulos a la inversión durante el proceso mismo de privatización: entregando recursos al asumir la deuda de las empresas y mediante subsidios a la venta de las mismas. Junto a ello, la elaboración de una legislación que aseguró una alta rentabilidad al negocio de la energía eléctrica y la estabilidad que las reglas del juego han tenido en los últimos diez años, han sido un elemento básico para el desarrollo del sector.

II. ANTECEDENTES DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN

La privatización de un bien público no representa en sí un aporte a la formación de capital, sino que un traspaso de propiedad. Sin embargo, la modalidad que adopta el proceso tiene mucho que ver con la respuesta posterior de los agentes ante el proceso de inversión.

Existen modalidades que la inducen directamente, ya sea a través del tipo de negociación impuesto, pensemos por ejemplo en Perú, donde el traspaso de propiedad ha estado condicionado al desembolso de montos de inversión preacordados, o bien el caso de Bolivia, donde el mecanismo adoptó la forma de capitalización de las empresas públicas, con traspaso de la administración. Sin embargo existen también otros mecanismos, distintos a los anteriores, pero relacionados con los incentivos que se establecen en el proceso, que han inducido respuestas favorables a la inversión, siendo éste el caso de los sectores eléctricos y de telecomunicaciones en Chile.

El sector eléctrico se comenzó a privatizar, como lo muestra el Cuadro 1, a comienzos de los 80, pero no es hasta 1989 que dicho proceso se completa, con la venta total por parte de CORFO, de su participación en ENDESA. Con anterioridad, el Estado poseía el 90% de la generación, el 100% de la transmisión y el 80% de la distribución de la electricidad. Las reformas al régimen de propiedad, al funcionamiento de los mercados, al marco regulatorio, y al régimen tarifario, se inician en 1980, estando todos a cargo de la Comisión Nacional de Energía, la que pasó a tener el rol predominante en el sector.

Es interesante hacer notar que en Chile, las empresas sufrieron un proceso de reducción de costos (vía despidos de trabajadores y racionalización administrativa) y transformación del régimen tarifario, antes de que se iniciara el proceso de privatización, lo que permitió generar utilidades y lograr su autofinanciamiento. Junto con ello se procedió a la desconcentración, descentralización y regionalización de las dos empresas estatales existentes: ENDESA y CHILECTRA, convirtiendo su gestión en un sistema de empresas filiales y subsidiarias coordinadas por un holding central. En el caso de ENDESA, se crearon 6 filiales de distribución en regiones y dos filiales de generación (Pullinque SA y Pilamiquén SA). Posteriormente se desprendieron otras 3 filiales de distribución (Edelnor, Edelayesen y Edelmag). En 1986 se creó Colbún SA y Pehuenche SA mientras que de CHILECTRA se originaron CHILGENER (generación), CHILQUINTA y CHILMETRO (distribución).

Cuadro 1
ETAPAS DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

1980	Licitación pública	Sociedad Austral de Electricidad (SAESA) Empresa Eléctrica de la Frontera (FONDEL)
1983	Transformación en Acciones de los aportes financieros reembolsables de los clientes de ENDESA y CHILECTRA	Se transan en Bolsa el 10% de dos distribuidoras de CHILECTRA
1986-1987	Licitación pública	Se privatizan: - 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de la Empresa Chilena de Generación Eléctrica SA (CHILGENER), (20MW) - 2 Centrales hidroeléctricas de ENDESA: - Central Hidroeléctrica Pilmaiquén (39MW) - Pullínque (45 MW)
1987	Ventas parciales de paquetes accionarios en la Bolsa, reservándose una proporción para los trabajadores	Empresas de distribución: CHILECTRA METROPOLITANA CHILECTRA V REGIÓN Empresa de generación CHILGENER
1988-1989	Licitación y venta de acciones a valor de bolsa a los trabajadores. En el caso de EMEL, el 100% fue ofrecida a los trabajadores de ENDESA y sus filiales, y a los trabajadores de COLBUN. En todos los casos los trabajadores pudieron aplicar parte de sus fondos de retiro de la empresa.	Filiales de Distribución formadas a partir de ENDESA: - Empresa Eléctrica de Atacama (EMELAT) - Sociedad Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule SA (EMELAT) - Empresa Eléctrica de Coquimbo SA (EMEC) - Empresa Eléctrica de Arica SA (EMELARI) - Empresa eléctrica de Iquique SA (ELIQSA) - Empresa Eléctrica de Antofagasta SA (ELECDA)
1988-1989	Difusión de la propiedad de la empresa en un gran número de accionistas, a través del mecanismo de "capitalismo popular". Licitación pública de paquetes accionarios a inversionistas institucionales (AFP) que adquirieron un 25% de la empresa Venta de acciones a inversionistas extranjeros	ENDESA: incluyendo su sistema de transmisión: líneas del sistema troncal en 500-220 y 154 KV
1996	en licitación pública	- COLBUN (91.25%) - Sociedad Eléctrica de Aysén (EDELAYSÉN) - Generación y Transmisión del sistema interconectado del Norte grande EDELNOR (46.5%)

Fuente: Elaboración propia a partir de Marcel (1989 a) y Castillo (1993).

Como se visualiza en el Cuadro 1, a partir de 1986 comienza la privatización de las pequeñas centrales eléctricas de CHILGENER y ENDESA, a través del mecanismo de licitación pública. Para la venta del resto de empresas, se adoptó como criterio la desconcentración de la propiedad, para lo cual se efectuaron ventas sucesivas de paquetes accionarios no controladores, cuyas modalidades fueron: ventas a los fondos de pensiones², ventas directas a los trabajadores de las empresas -a precios inferiores a la Bolsa-, ventas en la Bolsa de Comercio, y variaciones patrimoniales.

En 1987 comienzan las ventas parciales de paquetes accionarios de CHILECTRA Metropolitana y CHILECTRA V Región. Entre 1988 y 1990 el proceso se extiende a las empresas regionales y a ENDESA, aplicándose en ésta última el procedimiento de difusión de la propiedad, a través del mecanismo de "capitalismo popular"³.

1. El proceso de privatización y el rol de la gestión pública

El papel jugado por la gestión pública en el período previo a la privatización fue fundamental para el éxito del proceso, **permitiendo a las empresas quedar en óptimas condiciones para su desarrollo posterior**. En la gestión, no solo le cupo un importante papel a la administración, sino que también, como lo veremos más adelante, a la reforma del sector.

El estudio realizado por CEPAL (1995 a) , señala que a partir de 1980 se transforma la gestión en ENDESA y CHILECTRA pasando a ocupar un rol destacado **el criterio económico de maximización de utilidades**, situación que con anterioridad no había ocurrido y que tuvo por objetivo primero lograr el autofinanciamiento de las empresas y posteriormente crear las condiciones para que al sector privado le resultara atractiva la inversión. Esto llevó a realizar grandes esfuerzos en la racionalización de gastos, reducción de costos, evaluación económica de los proyectos de inversión, mejoras de los sistemas de cobranza y computarización, así como del área de comercialización. El procesamiento y administración de información se constituyó en una tarea fundamental, lográndose con ello una gran eficiencia en la gestión. Dentro del esquema de racionalización y reducción de costos, parte de las actividades fueron derivadas a subcontratación y pago de servicios a terceros.

A partir de la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N1 de 1982 del Ministerio de Minería, el estudio de CEPAL (1995 a) también muestra que se asignó gran importancia a la incidencia de las tarifas eléctricas, desarrollándose criterios y metodologías inexistentes con anterioridad para relacionar el sistema eléctrico y sus componentes, con los procedimientos de cálculos de precios. El nuevo sistema tarifario, permitió elevar la rentabilidad de las empresas eléctricas y generar utilidades importantes previo al proceso de privatización.

2. Privatización y estructura del mercado

La estructura actual del mercado eléctrico se deriva de las características que adoptó el proceso mismo de privatización y difusión de la propiedad. Es interesante hacer notar que aún cuando el proceso de privatización a través del mecanismo de “capitalismo popular” pretendió democratizar la propiedad, hubo en general para el público una fuerte restricción de información, no existiendo antecedentes precisos respecto del proceso de selección de agentes, valorización de la empresa, precio base, ni respecto de la negociación y precalificación de los compradores potenciales.

El estudio de CEPAL (1994 a) basado en diversos antecedentes, señala al respecto que *“las autoridades cercanas a las decisiones y operaciones de privatizaciones (incluyendo oficiales del ejército y ejecutivos de empresas públicas), pudieron legalmente aprovechar las ofertas de acciones a precios y condiciones preferenciales y utilizar su información especial sobre las empresas para tomar la decisión de adquirir acciones adicionales con crédito comercial”*.

Cuadro 2
EVOLUCIÓN DE LA PROPIEDAD DE ENDESA

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
CORFO	69.0	46.2	7.1	1.0	0.4	0.4			
FONDOS DE PENSIONES	14.3	20.7	21.9	26.3	28.8	29.1	31.2	30.1	28.0
TRABAJADORES	5.3	4.3	4.2	3.3	2.3	2.0	1.8	1.7	1.6
OTRAS PERSONAS JURIDICAS	11.4	28.8	6.6	7.2	12.1	14.7	15.3	18.7	12.7
COMPANIAS DE SEGUROS				1.0	0.9	1.0	1.1	1.2	0.9
FONDOS EXTRANJEROS				7.3	4.3	4.3	4.1	3.1	2.9
PERSONAS NATURALES			49.1	38.8	33.6	30.3	25.2	23.4	22.2
CORREDORES DE BOLSA				3.1	5.5	5.5	5.3	4.7	4.5
ADR'S								3.0	4.5
ENERSIS Y FILIALES			11.3	12.1	12.1	12.8	16.1	17.2	22.7

Fuente: Memorias Anuales de ENDESA.

En el caso de ENDESA, a través de la evolución de la propiedad accionaria (Cuadro 2) se puede observar que la participación de los accionistas laborales y personas naturales cayeron rápidamente, vendiendo las acciones en la bolsa, las que fueron adquiridas por sociedades jurídicas, en especial ENERSIS, la que en 1989 pasó a controlar el 13% de ENDESA, participación que se incrementó al 23% en 1995 y más de 25% en 1996, siendo además la principal accionista de CHILECTRA, la mayor distribuidora del Sistema Interconectado Central.

Los principales inversionistas de ENERSIS fueron a su vez altos funcionarios públicos, y ejecutivos de CHILECTRA, los que venían ejerciendo dicha función desde inicios del proceso de privatización, a mediados de los 80, a los que se sumó en un comienzo un grupo de trabajadores bien informados, conjunto de personas que formaron sociedades de inversión de segundo y tercer piso. El gráfico 1 muestra la participación del grupo que controló ENERSIS, a través de las cinco sociedades de inversión a las que en conjunto se les pasó a denominar "Chispas". En este conjunto de acciones, existen dos series, la Serie A, que representa el 90.04% del total, con derecho a una mayor participación en los dividendos pero menor en el control de la administración, y la Serie B, que suman 250 mil acciones pertenecientes a los principales 14 ejecutivos del conglomerado, que crearon las Chispas y que mantienen un fuerte poder controlador por el derecho a mayoría en los directorios de las cinco sociedades. Gracias a una organización en cascada, éstos aseguran la mayoría en el Directorio de Enersis, y a través de ellas en Chilectra y Endesa, y así sucesivamente en el resto de las filiales.

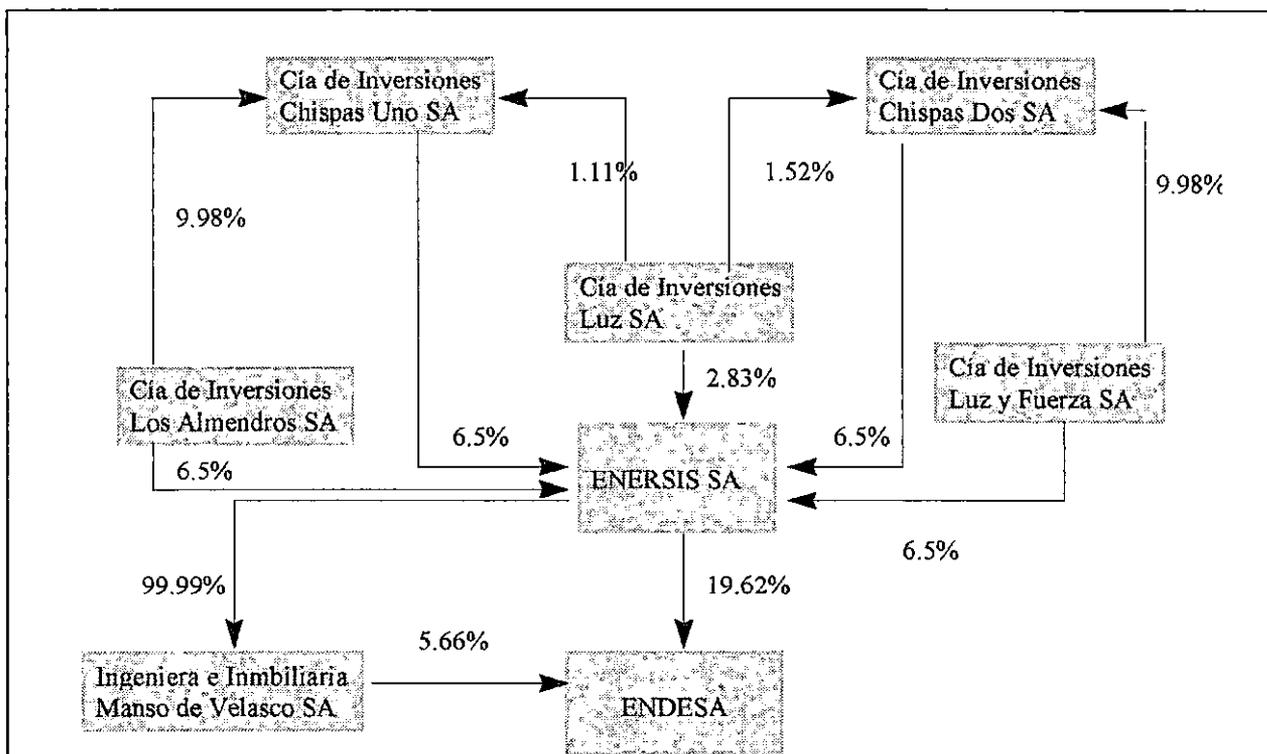
ENERSIS, al tener la propiedad de la principal distribuidora de electricidad de Chile, que abastecía el área Metropolitana de Santiago, se propuso como objetivo estratégico conseguir un alto porcentaje de la propiedad de ENDESA (la generadora propietaria de las centrales hidroeléctricas), con el fin de asegurar la administración y negociar en mejores condiciones el abastecimiento. Al pasar a controlar la administración de ENDESA, la estrategia de los conglomerados fueron evolucionando de forma convergente, potenciando la rentabilidad de sus empresas.

Cuadro 3
EVOLUCIÓN DE LA PROPIEDAD DE ENERSIS SA

Accionistas	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Inversiones Los Almendros LTD.	10.4	10.4	14.6	14.6	7.3	6.6	6.6	6.8
Fondo de Pensiones	28.0	31.2	26.9	27.3	29.8	31.6	31.7	30.8
Inmobiliaria Luz y Fuerza Ltda.	10.4	10.4	14.6	14.6				
S.P. Chile Energía S.A.	9.8	9.8						
Cía. de Inversiones Luz S.A.	3.9	1.8	3.2	5.2	3.2	2.9	2.9	3.0
Fondos Extranjeros		1.3	5.2	3.1	1.7			
Inversiones Luz y Fuerza S.A.					7.3	6.6	6.6	6.8
Inversiones Chispa dos S.A.					7.3	6.6	6.6	6.8
Inversiones Chispa uno S.A.					7.3	6.6	6.6	6.8
Citybank (adr's)					6.0		5.7	9.8
otros accionistas	27.2	24.9	20.9	20.6	22.8	32.8	27.0	29.4

Fuente: Memorias Anuales de ENERSIS.

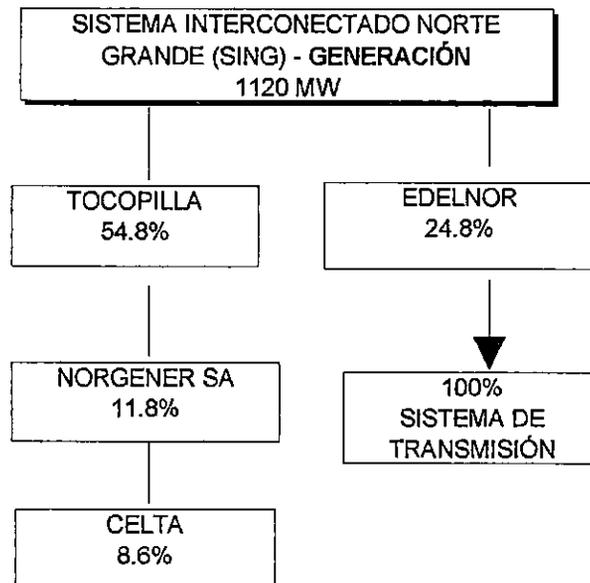
Gráfico 1
PARTICIPACIÓN DE LAS PRINCIPALES SOCIEDADES CONTROLADORAS DE ENERSIS EN 1997



Del proceso de privatización derivó la estructura actual del mercado eléctrico ilustrado en los gráficos 2 y 3, (Ver también diagramas 1y 2 del Anexo). En las áreas de generación y transmisión, exponiendo de norte a sur del país, se encuentra el sistema interconectado del norte grande (SING), compuesto por la generación de autoprodutores mineros (75%) donde mantenía, a través de la Central Tocopilla, una participación importante CODELCO hasta comienzos de 1996, momento en que se vendió la empresa al sector privado. Por otra parte se encuentra EDELNOR, empresa que mantiene una participación estatal minoritaria. El 100% del sistema de transmisión pertenecía hasta 1995 a esta última empresa.

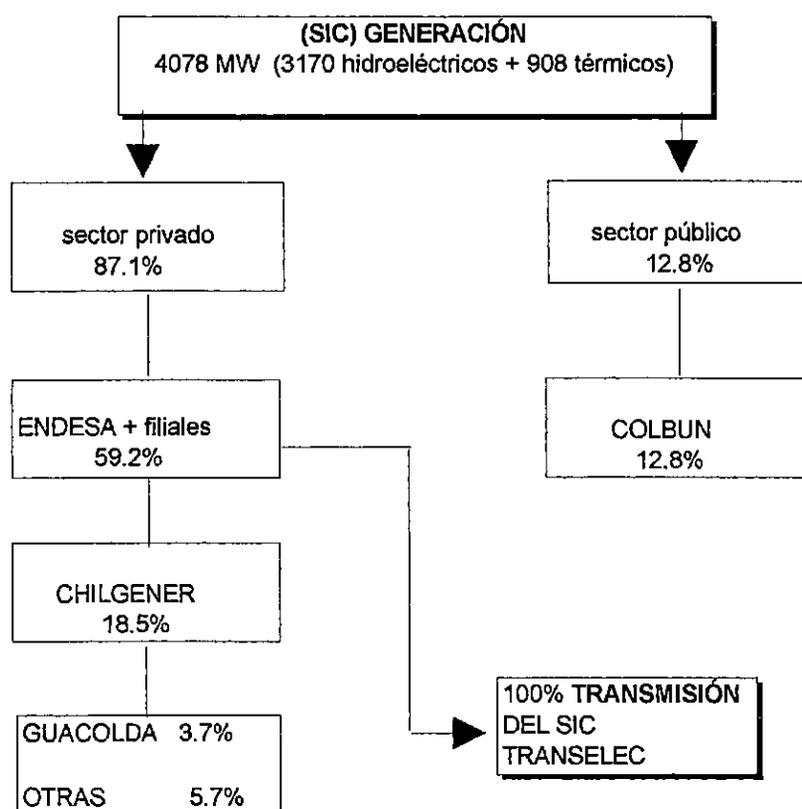
El segundo subsistema es el SIC, sistema interconectado central, que se extiende desde la II hasta la X región, en donde participa en generación un 87% la empresa privada, el resto lo conforma COLBUN SA, empresa en vías de privatización. ENDESA y filiales es la más importante del SIC, sobre todo por su propiedad de centrales hidroeléctricas - éstas representan el 60% de la generación total nacional y abastecen principalmente al SIC. CHILGENER por su parte, es la segunda gran empresa generadora en Chile, siendo propietaria principalmente de centrales termoeléctricas, manteniendo un 19% de participación en el SIC. La transmisión de todo el sistema en alta potencia pertenece en un 100% a Transelec, filial de ENDESA. En materia de generación y transmisión, en las Regiones XI y XII existen dos pequeñas empresas: EDELMAG, de propiedad privada y EDELAYSEN de propiedad estatal.

Gráfico 2
SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE - SING (1995)



En la distribución existen monopolios regionales: en el SING conformados por 3 empresas que distribuyen electricidad en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta, mientras que en el SIC dos empresas distribuyen el 60% de la electricidad: CHILECTRA Metropolitana en Santiago (40%) y CHILQUINTA en la quinta región (20%).

Gráfico 3
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL-SIC (1995)



Debido a la desconfianza en la evolución macroeconómica del país y dada la fragilidad del sistema financiero en el momento en que se inicia el proceso de privatización de las empresas eléctricas en Chile, el gobierno instauró una serie de estímulos al proceso de privatización.

Se utilizaron principalmente tres instrumentos: créditos subsidiados para la compra de acciones, rebajas sobre el precio de venta y condonación de la deuda externa; el Cuadro 4 entrega algunos antecedentes en el caso de ENDESA, a los que se suma la condonación de 500 millones de dólares de deuda externa a través de un aporte especial efectuado por el fisco. La diferencia entre el valor de venta subsidiado y el que se hubiera obtenido a precio de mercado, varía entre 370 millones y 800 millones de dólares de 1995, si se hubiese vendido a 21 o 30 \$ la acción, esto es entre un 36% y un 55% de lo que efectivamente se pagó por la empresa ⁴.

Cuadro 4
ENDESA: ESTIMACIÓN DE SUBSIDIOS EN LA VENTA DE ACCIONES
(pesos por acción)

	Precio de Venta Nominal	Precio de la acción en la Bolsa de Comercio a/	Precio de Estudios Oficiales de Valorización	Subsidio al Crédito Rango de Subsidios	
				%	\$
Trabajadores	13.0	20.0 - 1989	21-30	7-20	0.9-2.5
Empleados Públicos	16.5	26.0 - 1990		8-20	1.3-3.3
Fuerzas Armadas	16.5			8-20	1.2-3.2
Inversionistas Pequeños	15.0			8-20	1.1-2.9

Fuente: Devlín y Cominetti 1994. a/ Extraído de las estadísticas de la Bolsa de Comercio, se consideró el precio promedio del año.

3. La regulación, elemento central en las inversiones de agentes privados en el sector eléctrico

La reestructuración del sector estuvo a cargo de la Comisión Nacional de Energía, organismo que elaboró el decreto con fuerza de ley - DFL 1 de 1982 -, del Ministerio de Minería, o Ley General de Servicios Eléctricos. Esta legislación fue sumamente importante para el desarrollo posterior del sector, al asegurar una rentabilidad mínima atractiva, mediante una política tarifaria convergente entre los precios regulados de electricidad, y los costos asociados a las fases de generación, transmisión y distribución.

Pero además son varios los factores por los que los empresarios del sector se vieron beneficiados con la regulación⁵:

- i) El primero tiene relación con el supuesto de que el mercado de generación es competitivo, por existir una diversidad de empresas a las que los grandes clientes pueden recurrir. Si bien en el SING la competencia entre las empresas ha sido bastante fuerte, permitiendo aumentar la eficiencia y reducir las tarifas, en el SIC, el sistema más importante del país, éste fenómeno no ha ocurrido. En la práctica, el mismo proceso de privatización llevó a la concentración de la propiedad de las empresas de generación, de tal forma que tan solo dos de ellas controlan hoy más del 80% del mercado.
- ii) El segundo elemento se relaciona con el hecho de que la regulación no ha asegurado la **desvinculación de la propiedad entre generación y transmisión** ni ha establecido una clara reglamentación para las tarifas de peaje, por lo que las empresas que compiten con la propietaria de la transmisión se ven perjudicadas, mientras que por ello ENDESA obtiene beneficios extraordinarios.
- iii) En tercer lugar, la **propiedad de los derechos de agua** por parte de la mayor empresa del sector ha representado un obstáculo a la entrada de nuevas empresas al mercado, manteniendo condiciones monopólicas e impidiendo la realización de inversiones que permitieran reducir las tarifas reguladas.

RECUADRO 1 EL SISTEMA DE PRECIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema de precios del sector eléctrico, se basa en el sistema de tarificación diseñado por la Comisión Nacional de Energía en 1980 y formalizado en 1982 por el DFL 1 del Ministerio de Minería, el que estableció los criterios de tarificación, los organismos encargados de la regulación de precios y los procedimientos y formalidades a seguir en la determinación de los mismos. El sistema se basa en la determinación de los costos marginales de suministro de energía y potencia, calculados para un programa óptimo de expansión del sistema eléctrico. La ley distingue entre pequeños y grandes clientes (demandas superiores a 2 MW), lo que da origen a dos tipos de precios: libre y regulados.

El 35% de la energía del servicio público del SIC es vendida a precio libre y los precios de nudo fijados por la autoridad no pueden diferir en más de 10% de los precios libres.

A) Precios libres: la ley asume que los grandes usuarios tienen acceso a sustitutos, por la vía de la autogeneración (estas empresas poseen capacidad empresarial y de ingeniería suficiente para abordar los problemas asociados al suministro eléctrico) o el suministro directo de cualquiera de las generadoras existentes.

b) Precios regulados: se aplican sobre aquellos usuarios que deben abastecerse forzosamente a través de los sistemas de distribución que son monopolios naturales y además carecen de capacidad negociadora.

Dado que la legislación asume la separación entre las actividades de generación-transmisión y de distribución, la regulación de precios a nivel de clientes de empresas distribuidoras se efectúa en dos etapas.

i) Precios de nudo: es la fijación tarifaria de potencia y energía en los nudos de alta tensión, - donde compran energía las empresas de distribución- la que es efectuada semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. Este precio corresponde a un promedio ponderado de costos marginales futuros esperados de operación, necesarios para satisfacer las demandas de potencia de punta (kw) y energía (kwh) en cada punto de suministro a las redes de distribución. Los precios así obtenidos deben financiar los costos de operación y arrojar un excedente que rente las inversiones de generación y transmisión con una tasa del 10% anual. Los precios nudos calculados en cada fijación semestral no pueden diferir de más del 10% del promedio del precio de la energía transado entre las empresas de generación-transmisión y sus clientes libres.

ii) Tarifas de distribución: es determinada por la CNE cada cuatro años. La tarifa se calcula en base a un 10% de rentabilidad real anual sobre la inversión considerada como nueva (valor nuevo de reemplazo) y los costos de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelos de distribución, adaptadas a la demanda y operando en forma eficiente, correspondiente a cada una de las tres áreas de densidad de consumo-urbano de alta densidad, urbano de mediana densidad y rural de baja densidad.

c) El sistema de peajes. La Ley N 18922 de 1990, completó la ley eléctrica en relación con los peajes por la utilización del sistema de transporte. El peaje o costo fijo de transmisión, es el monto que deben cancelar las empresas generadoras por el uso de las líneas troncales de transmisión y que se define en función del costo de inversión de las instalaciones del "área de influencia" o porción de instalaciones utilizadas por generadores a prorrata de las transmisiones de potencia que realiza la central respecto al total transmitido por todos los usuarios de las instalaciones. El monto anual de estos peajes, junto con el ingreso tarifario proveniente de las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorados a los precios del nudo correspondientes a los distintos puntos del sistema, deben cubrir, las inversiones, suponiéndoles una vida útil de 30 años los costos anuales de operación y mantenimiento y una rentabilidad del 10% anual sobre la inversión considerada como nueva.

Fuente: Extraído de Altomonte, proyecto OLADE/CEPAL/GTZ "Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe, Síntesis del estudio del caso de Chile" LC/R.1644, mayo de 1996.

iv) En cuarto lugar, la regulación de 1982 ha resultado permisiva en cuanto a la integración vertical de la propiedad de todo el sistema, y de hecho esto ha sucedido impulsado por ENERSIS, que a partir de la propiedad de CHILECTRA, adquirió un alto porcentaje de las acciones de ENDESA y TRANSELEC, lo que va contra el espíritu inicial del proceso de privatización, permitiendo generar una competencia desleal en el mercado eléctrico y por otro lado, dificultar enormemente la regulación por parte del sector público.

Como lo señala Blanlot (1993), es interesante analizar además el sistema de precios, desde el punto de vista de los incentivos a invertir. Por un lado, la regulación debiera asegurar (ver recuadro 1): i) que los precios nudos financien los costos de operación y arrojen un excedente que rente las inversiones de generación y transmisión con una tasa al menos del 10% anual, y por otra, ii) en el caso de la distribución, una rentabilidad real anual de 10% sobre la inversión considerada como nueva (valor nuevo de reemplazo) sumados los costos de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelos de distribución.

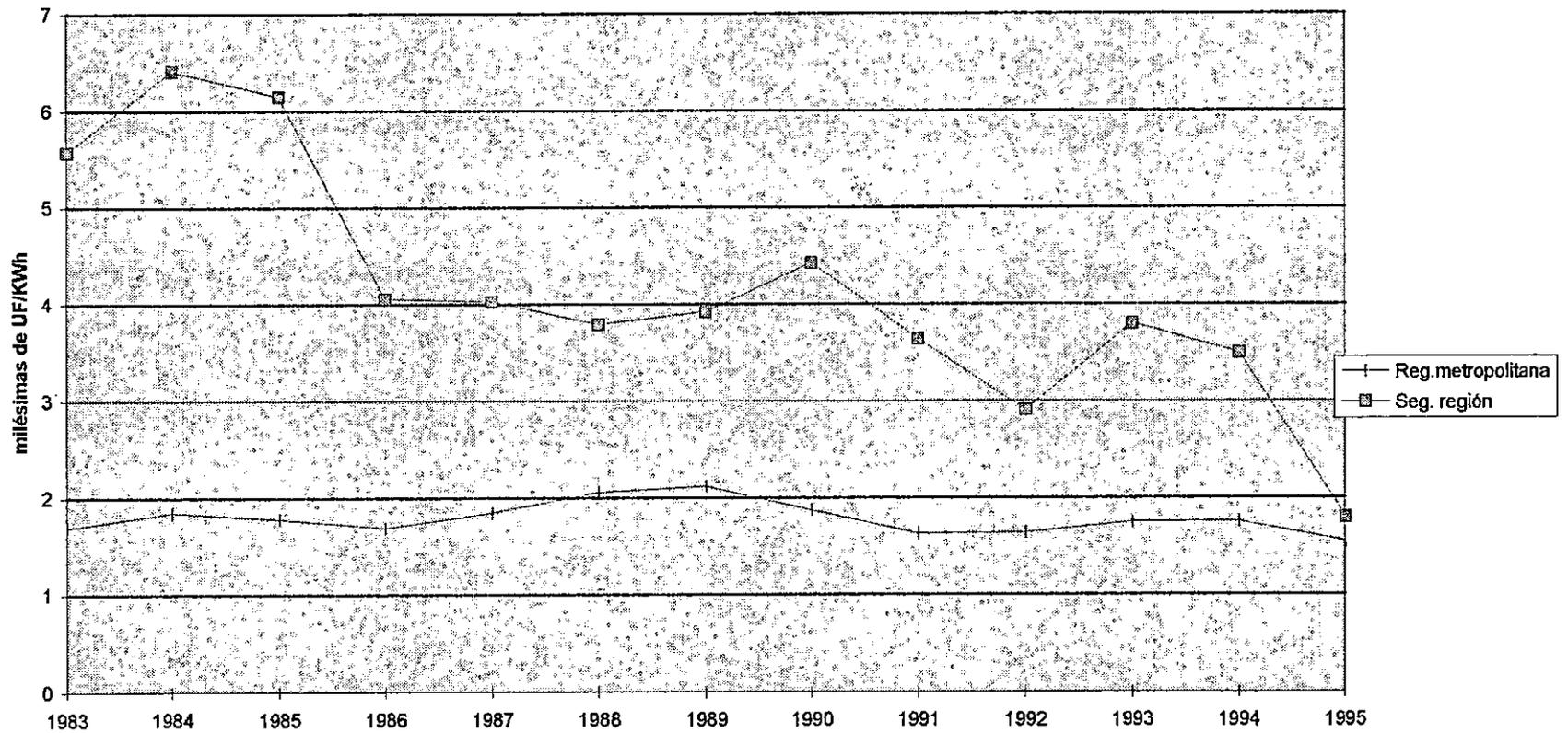
Sin embargo, la aplicación de la ley ha conducido a que los precios de nudo tiendan a subestimar el costo marginal del sistema, entregando una señal que obliga a una gran eficiencia en las inversiones de generación, realizándose solamente proyectos de muy bajo costo y bajo riesgo. Este último elemento es de particular importancia si se tiene en consideración que la predictibilidad y estabilidad de los precios de transmisión (costo de conectarse al sistema y distribuir la electricidad de alta potencia), está limitado por el monopolio que ejerce ENDESA a través de su filial TRANSELEC y la confusa regulación de los precios de peaje.

Finalmente, la autora hace notar que en la actualidad, el Estado no tiene la capacidad reguladora para asegurar la realización de inversiones en generación ni en transmisión. La CNE efectúa **una planificación indicativa** sobre la base de los proyectos de las empresas, pero éstas no tienen un compromiso legal para efectuar las inversiones, ni en los términos, plazos, ni características propuestas a la Comisión, por lo que dado que el plan indicativo es el marco sobre el cual se determinan los costos de generación para el cálculo de precios regulados, la incertidumbre sobre la materialización de las inversiones significa incertidumbre sobre los precios de generación. Por otro lado, un cambio en la regulación que altere las actuales reglas del juego, pudiera conducir a que las principales empresas del sector disminuyan el actual ritmo de inversión.

El gráfico 4 entrega la evolución de los precios nudo separados por región: Región Metropolitana, donde se encuentra el abastecimiento de menor costo debido a la mayor participación de centrales hidroeléctricas en la generación, y la Segunda Región, de fuerte desarrollo minero, abastecido principalmente por centrales termoeléctricas. Es posible observar que el precio nudo para la región Metropolitana se ha mantenido estable en el largo plazo, con una leve tendencia a la baja en los últimos años, lo que ha sido consistente con la evolución de los costos de ENDESA (ver gráfico 5).

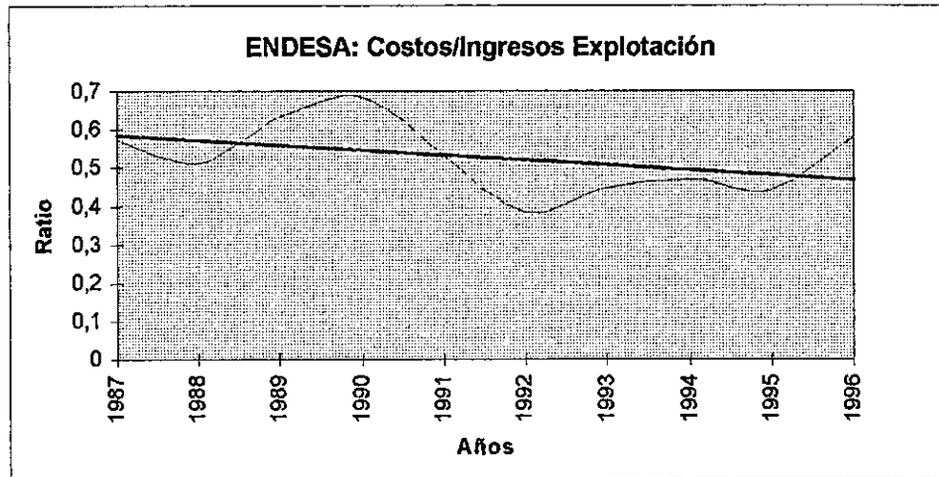
Gráfico 4

EVOLUCIÓN PRECIO NUDO (fc=70%) - octubre de cada año



Fuente: Estadísticas de la Comisión Nacional de Energía. Serie histórica 1983-1993 publicada en CNE (1993).

Gráfico 5



Fuente: Memorias Anuales ENDESA.

En la Segunda Región en cambio, los precios cayeron abruptamente. Esto se puede explicar por la convergencia de dos factores: i) las nuevas inversiones efectuadas a lo largo del período, que permitieron aumentar la eficiencia y productividad tanto en generación como en transmisión, ii) la mayor competencia existente entre las empresas generadoras de la Segunda Región, quienes se disputan el abastecimiento entre los grandes proyectos mineros.

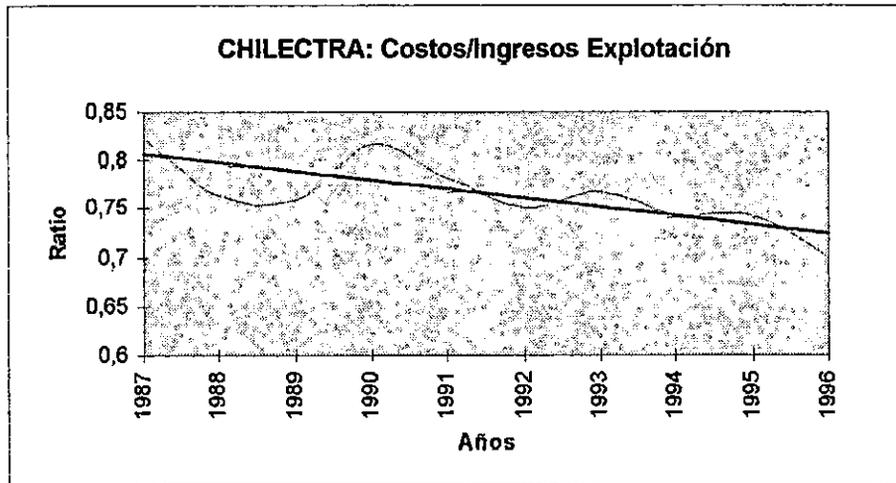
En el caso de la distribución, a pesar de la reducción en las pérdidas de energía por robo (Cuadro 5), y a pesar del incremento en la productividad de las empresas, reducción de costos por mejoras administrativas y asignativas (Gráfico 6), y crecimiento en las ventas, los precios en términos reales no se han reducido desde 1992 (Gráfico 7), por lo cual en el proceso de negociación de tarifas de distribución para el período 1997-2000, iniciado en 1996, la CNE ha insistido en una reducción de precios del sector eléctrico. Se estima que las empresas estarían percibiendo por sobreprecio \$50 millones diarios.

Cuadro 5
EVOLUCIÓN DE LOS INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD EN CHILECTRA

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Hr. Hombre Capacitada	88858	100599	142008	132246	80325	87181	85296
Clientes por trabajador	466	433	452	474	549	584	610
Pérdidas de energía %	16.1	13.6	13.3	12.0	10.6	9.3	9.0
Disminución en tasa de riesgo α / %	33	52	nd	30	38	18	nd
Venta física de energía GWh	4070	4230	4567.7	5338	5755	6358	6675
Variación en la venta física %	43.4	3.9	7.9	16.6	7.8	10.4	4.9

α /Cuociente entre los días efectivamente perdidos por accidente y el número promedio de empleados en el período.

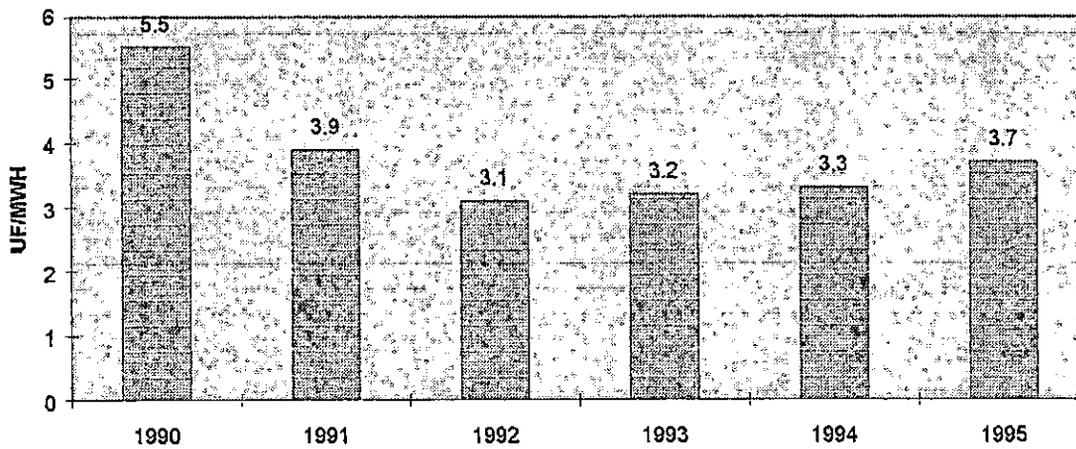
Gráfico 6



Fuente : Memorias Anuales CHILECTRA.

Gráfico 7

TARIFA PROMEDIO DE ELECTRICIDAD-SECTOR DISTRIBUCIÓN



Fuente: ENERSIS.

III. LA GESTIÓN PRIVADA Y LA INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Al analizar el rol de la administración, es interesante considerar el fuerte vínculo de ésta con el gobierno desde inicios del proceso de privatización, y en particular, su participación en la elaboración misma de la nueva legislación. Como hemos visto anteriormente, la legislación sobre el mecanismo de "capitalismo popular" dio acceso a los funcionarios públicos y ejecutivos de las empresas del sector, a la compra de acciones preferenciales, los que generaron sociedades de inversión que permitieron dar continuidad al equipo administrativo de las empresas, sobre todo de los altos niveles gerenciales. Esto no ha sido secreto para nadie, al punto que la revista Gestión (1996 a) en un artículo sobre " los 21 empresarios más importantes del país ", al presentar el curriculum del gerente general de ENERSIS, hoy el principal conglomerado eléctrico de América Latina, señala: .. *"comenzó su trayectoria en el sector público, Odeplan, organismo del cual llegó a ser subdirector nacional. En 1983 asumió como gerente general de Chilectra Metropolitana, cargo que desempeñó durante todo el proceso de privatización de la empresa, el que culminó en 1987. En 1988 la compañía cambió su razón social a ENERSIS SA, manteniendo a Yuraszeck en la gerencia general"*.

Por su parte García de la Huerta (1996), señala que el Presidente de Chilgener, Sr. Bruno Philippi viene administrando la empresa desde 1989, con el apoyo otorgado por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), sus principales accionistas, debido *" a la enorme autoridad que los inversionistas institucionales le reconocen a Philippi en el tema eléctrico. Fue él quien liderando la Comisión Nacional de Energía (CNE), promovió la privatización de ENDESA y de CHILECTRA; él también impulsó la subdivisión de la antigua Chilectra, que dio origen a tres empresas: CHILECTRA, CHILQUINTA, y CHILGENER. Por mucho tiempo las AFP concentraron sus inversiones accionarias en Pilmaiquén y CHILEGENER. En la primera Bruno Philippi es uno de los dueños desde que se privatizó. En CHILGENER él es el presidente."*

La gestión llevada a cabo por la plana ejecutiva de estas empresas, que ya venía manejando el negocio desde antes de la privatización, les permitió rápidamente optimar el uso de los recursos humanos, técnicos y económicos. Una vez en manos privadas, las empresas siguieron modernizándose y aplicando una agresiva política de inversiones en acciones de empresas del rubro. En primer lugar el Directorio de ENERSIS, principal accionista de CHILECTRA, en 1987 amplía el objeto social de la empresa, a la administración e inversión en empresas filiales cuyo giro fuera afin, relacionado o vinculado a la energía en cualquiera de sus formas, o al suministro de servicios públicos que tuviesen como insumo principal la energía eléctrica. Es en este contexto que en 1989 ENERSIS se planteó pasar a ser uno de los principales accionistas de ENDESA. Así mismo, la junta de accionistas de ENDESA le siguió los pasos en 1992, aceptando un cambio en los estatutos, mediante el cual se amplió el giro social desde el

sector eléctrico hacia el sector de energía y en general, a la participación en proyectos en los que la energía eléctrica fuese esencial y determinante; posteriormente se incluyó la participación en las concesiones de obras públicas.

Tanto ENDESA como ENERSIS y posteriormente CHILQUINTA y CHILGENER, crearon así un esquema corporativo, quedando conformadas como empresas matrices, que administraban e invertían en un conjunto de filiales: **centrales de generación, empresas de transmisión y distribución y otras filiales relacionadas a las áreas de ingeniería, construcción, sistemas de información, y maquinarias y equipos eléctricos**, a las cuales se les transfirieron los activos y el personal necesario para su funcionamiento, con lo que además de prestarle servicios a la empresa eléctrica, iniciaron otras actividades.

Este esquema organizativo permitió aumentar enormemente la productividad de cada una de las áreas de operación, y abrirse a múltiples mercados. Pero también creó condiciones favorables en la negociación tarifaria con el sector público, al separar en diferentes empresas las áreas de operación que conforman la producción de energía eléctrica, fijando sus propios costos y con ello consiguiendo mejores tarifas.

Además, bajo el esquema corporativo, las empresas crearon la “gerencia de desarrollo”, encargada de detectar alternativas de inversión y estudiar la posibilidad de formar consorcios o asociaciones con otras empresas. En el Cuadro 6 se presentan las diferentes áreas de negocios y las empresas que conforman los conglomerados eléctricos en Chile, incluyendo las filiales en el extranjero, las que se fueron creando a partir de 1992 con la etapa de internacionalización de las empresas - en Argentina y Perú , pero aspirando a los mercados de Brasil, Colombia y México- donde tanto ENDESA, como ENERSIS, CHILGENER y CHILQUINTA, están participando en procesos de privatización.

1. Evolución de la demanda del sector eléctrico

Al comenzar la privatización de las grandes empresas públicas en Chile, se estaba dando inicio a un proceso de reactivación de la actividad económica después de la fuerte caída del PIB desencadenada por la crisis financiera de 1982. Entre 1985 y 1989, el nivel de actividad económica creció en promedio en casi 7% anual, lo que indica que las expectativas que se fueron perfilando entre los empresarios a partir de las señales de la política económica, apuntaban hacia una evolución favorable de la demanda en energía. De hecho, en ese período el consumo eléctrico creció a una tasa de 5.5% anual, contra un 4.5% en la década de los 70.

Las expectativas no fueron frustradas, entre 1990 y 1995, el PIB creció a una tasa media anual de 6.5% y el consumo de energía lo hizo en forma aún más acelerada (7.5%). Como es posible observar en el Cuadro 7, la generación de energía eléctrica creció a su vez de 18374 GWh en 1990, a 27275 en 1995, esto es un 50% en el periodo, equivalente a un 8.2% promedio anual, representando cerca de un 79% la proveniente de centrales hidroeléctricas, es decir, de menor costo variable de operación. Este crecimiento del consumo se dio con un incremento similar en la generación de potencia, la que pasó en el período de 4400 MW a cerca de 6000 (véase el Cuadro 8).

Las estimaciones de la CNE⁶, señalan que la tasa de crecimiento promedio anual en el consumo eléctrico para el período 1996-2005 será de 8.5%⁷, el que se descompone en un incremento de 8.8% en el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y de 8.4% promedio anual en el caso del Sistema Interconectado Central (SIC). Para poder enfrentar este ritmo de crecimiento en la demanda, el plan indicativo de la CNE señala que deberá aumentar el parque generador del SING en 913 MW, mientras que el del SIC en 4860 MW.

Cuadro 6
ACTIVIDADES DE LOS GRUPOS ELÉCTRICOS CHILENOS

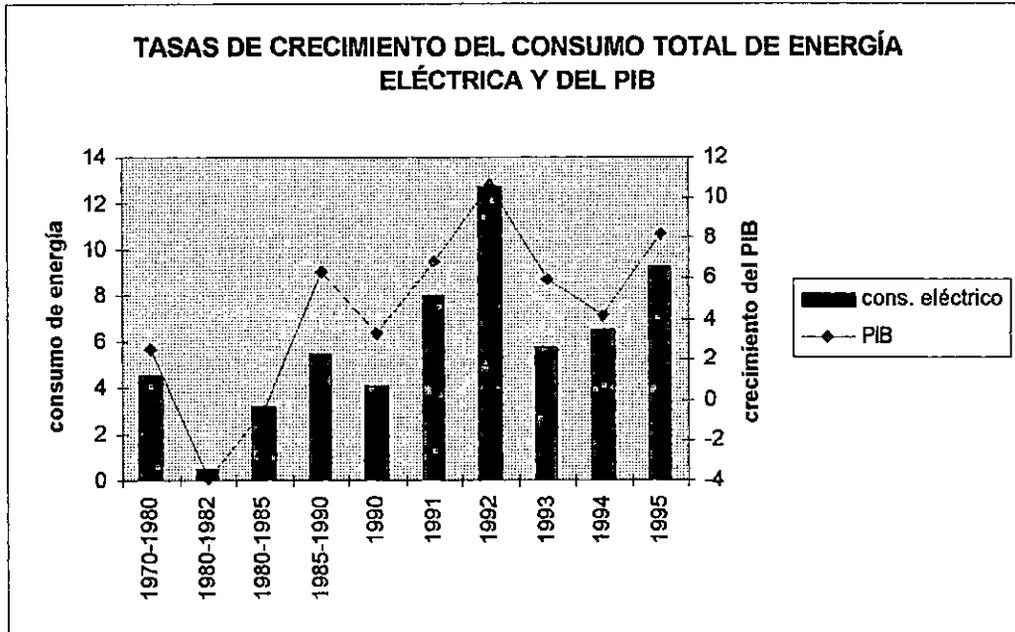
GRUPO Filiales y Coligadas	Áreas de Interés	Grupo Controlador	%	Potencia Instalada	MW	Participación en Generación	%	Cientes en Distribución	Mill.
ENERISIS	Negocio Eléctrico	Chispas	32	Chile ¹	2.738	Chile	57	Chile	1.4
	Inmobiliarias	AFP	33	Argentina	2.800	Argentina	16	Argentina	2.0
	Negocio Sanitario	ADR	18	Perú	809	Perú	24	Perú	0.8
				Colombia	510	Colombia	5	Brasil	1.2
Chilectra		Cía. Eléctrica del Río Maipo				Synapsis			
Ing. e Inmob. Manso de Velasco		Generandes Perú				Empresa Nacional de Electricidad			
Empresa de Agua Potable Lo Castillo		Pchuenche				Pangue			
Cía. Eléctrica Cono Sur		Endesa Argentina				Endesa de Colombia			
Endesur									
CHILGENER	Negocio Eléctrico	Copec	10	Chile	1.094	Chile	21	Argentina	0.13
	Combustibles	AFP	49	Argentina	2.779	Argentina	20		
	Negocio Portuario	ADR	12	Colombia	1.000	Colombia	10		
Norgener		Empresa Eléctrica Guacolda				Energy Trade & FC (Islas Caymán)			
Puerto Ventanas		Metrogas				Cía. Chilena de Navegación Interoc.			
Agencias Universales		Central Puerto (Argentina)							
GRUPO Filiales y Coligadas	Áreas de Interés	Grupo Controlador	%	Cientes en Distribución	Mill.				
EMEL	Negocio Eléctrico	Ex Ejecutivos y		16,9	Chile	0.37			
	TV Cable	Trabajadores de Endesa			Bolivia	0.15			
		Inv. El Notro		11,2					
Emp. Elect. de Melipilla, Colchagua y Maule		Empresa Eléctrica de Atacama							
Empresa Eléctrica de Autofagasta		Empresa Eléctrica de Iquique							
Empresa Eléctrica de Arica									
CGE	Negocio Eléctrico	Indiver		9,14	Chile	0.67			
	Gas y Gas Natural	Canalistas del Maipo		7,22	Argentina	0.37			
	Cementos	Copec		5,47					
Cía. De Consumidores de Gas de Santiago		Cía. de Fuerzas Eléctricas							
Norelec		Emp. de Distribución Eléctrica de Tucumán							
Cementos Polpaico		AFP Summa							
Gascart (Argentina)									
CHILQUINTA²	Negocio Eléctrico	Fernández León		17	Chile	0.34			
	Negocio Sanitario	Matte		11	Perú	0.60			
	Telecomunicaciones	Hurtado Vicuña		10					
	Negocio Inmobiliario	Gianolli		7,1					
Entel - Chile	Agua Décima	Chilquinta Energía			Ontario Quinta A.V.V.				
Agua Quinta	Central Puerto	Inmobiliaria El Almendral							

Fuente: Estrategia y elaboración propia.

Notas: ¹ Endesa

² Participa con un 13 % en la generación en Argentina.

Gráfico 8



Fuente: CEPAL y Boletín Banco Central de Chile.

**Cuadro 7
GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA POR TIPO DE PLANTA (GWh)**

	Hidroelectricidad	Participación	Termoelectricidad	Participación	Total	Var. anual
		%		%	Generado	
1986	11306	76.3	3514	23.7	14820	
1987	12105	77.4	3532	22.6	15637	5.5
1988	11469	67.8	5445	32.2	16914	8.2
1989	9600	53.9	8211	46.1	17811	5.3
1990	8970	48.8	9404	51.2	18374	3.2
1991	13128	65.8	6833	34.2	19961	8.6
1992	16742	74.9	5620	25.1	22362	12.0
1993	17204	71.7	6801	28.3	24005	7.3
1994	16978	67.2	8299	32.8	25277	5.3
1995	18320	67.2	8955	32.8	27275	7.9

Fuente: CNE (1996).

**Cuadro 8
CAPACIDAD DE GENERACIÓN (POTENCIA INSTALADA) EN MW**

	1970	1975	1980	1985	1990	1992	1993	1994	1995
Servicio Público a/	1457	1879	2212	3094	3904	3988	4135	4751	5267
Autoprodutores b/	686	741	728	873	468	1213	1287	698	687
Total Potencia Instalada	2143	2620	2940	3967	4372	5201	5422	5449	5954

Fuente: CNE (1996) a/ Productores cuyo giro principal es la generación de energía para su venta a terceros. b/ Productores que fundamentalmente generan para su consumo propio.

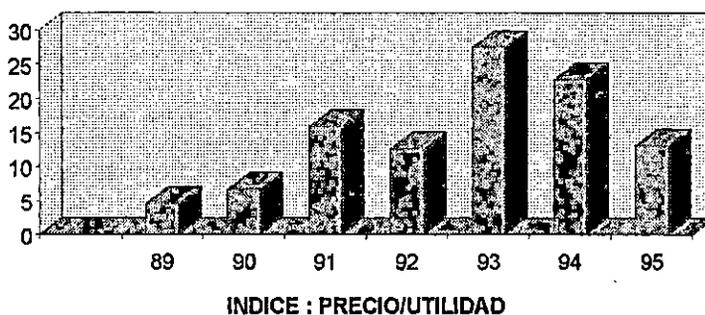
2. Rentabilidad de las empresas eléctricas

Los cambios institucionales, la estructura del mercado derivada de las reformas, así como la evolución de la demanda y el conocimiento que los principales ejecutivos tenían del desarrollo del sector con anterioridad a la privatización, permitieron generar expectativas de altas ganancias a los inversionistas, las que fueron confirmadas en los hechos.

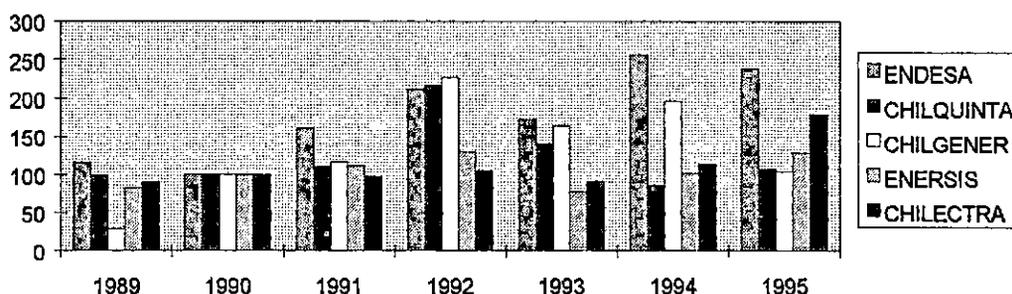
En el Gráfico 9 es posible observar el crecimiento del índice de utilidades generadas por acción desde la privatización de las principales empresas del sector, donde destaca la evolución de ENDESA seguida por CHILGENER. También se presenta un indicador de la forma en que evolucionó el precio de las acciones, a través del índice de precio por acción/utilidad por acción, para el caso de CHILECTRA, el que no ha sido la excepción en el comportamiento de las acciones del sector eléctrico. Es posible observar que éste crece en forma espectacular hasta 1994, momento en que los precios de las acciones del sector eléctrico entran en un cauce normal.

Gráfico 9

CHILECTRA: VALOR DE BOLSA DE LA ACCION



INDICE DE UTILIDADES POR ACCIÓN (a precios de 1995)



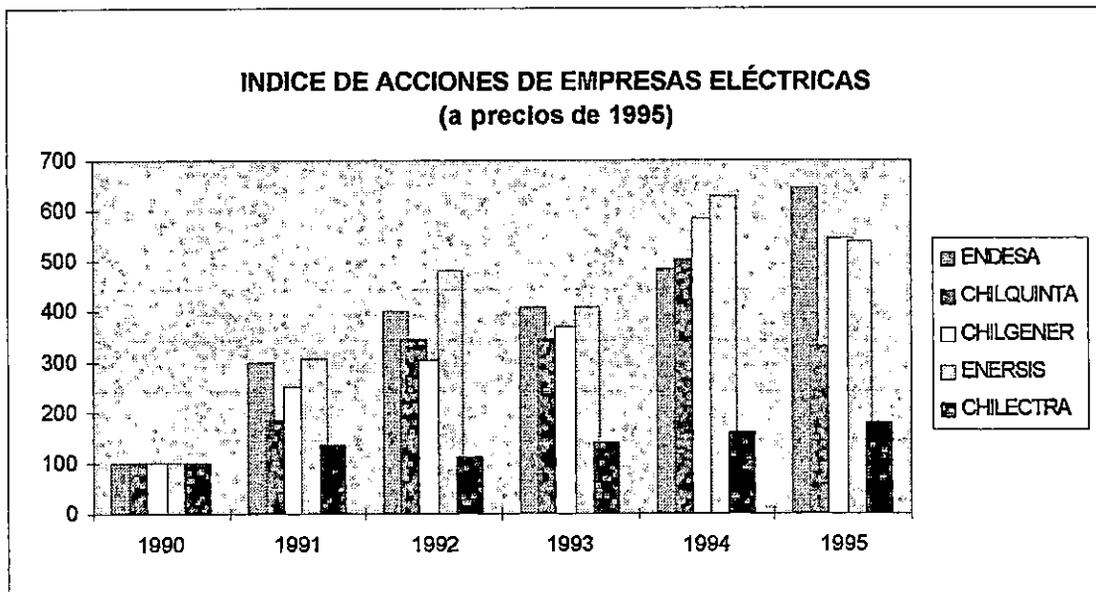
El gráfico 10 muestra la evolución del índice de acciones de empresas eléctricas desde la privatización. Es posible observar la forma en que se valorizaron rápidamente las acciones eléctricas, ante las expectativas de altas ganancias en el sector.

En el Cuadro 9 es posible observar la evolución de tres indicadores de rentabilidad calculados para las actividades relacionadas al sector eléctrico. En el caso de empresas organizadas como conglomerados, se tomó en cuenta las utilidades, resultado operacional, patrimonio y activos fijos generados por la casa matriz y/o filial, cuya actividad estuviese directamente relacionada con el sector eléctrico.

El primer indicador considerado es el tradicional, que relaciona la utilidad del ejercicio con el patrimonio. El segundo, intenta mostrar en forma más directa, el rendimiento del capital empleado en la ampliación de la capacidad de dicha actividad, a través de la relación entre la utilidad del ejercicio y el activo fijo. Por último, con el fin de buscar un indicador que no incluya las utilidades generadas fuera de la explotación misma del negocio eléctrico, se calculó la razón entre utilidad operacional de la empresa matriz y el activo fijo⁸, siendo éste último el de mayor interés para los propósitos de ésta investigación.

En el caso de los incrementos extraordinarios en la rentabilidad de ENDESA y CHILECTRA en el período posterior a la privatización, éstos no solo se relacionan con la buena administración llevada a cabo por estas empresas, sino que también con la política tarifaria adoptada.

Gráfico 10



Fuente: Elaboración propia a partir de cifras de la Bolsa de Comercio de Santiago.

Cuadro 9
INDICADORES DE RENTABILIDAD ^{a/}

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
1. Utilidad del Ejercicio/Patrimonio^{1/}						
ENDESA	6	10	13	11	15	14
CHILECTRA	21	18	17	14	17	25
CHILQUINTA	18	21	22	14	8	9
CHILGENER	9	7	7	8	8	11
2. Utilidad del Ejercicio/Activo Fijo						
ENDESA	5	8	11	9	15	14
CHILECTRA	9	9	11	9	11	17
CHILQUINTA	11	9	18	15	10	11
CHILGENER	6	3	4	6	6	9
3. Resultado Operacional/Activo Fijo^{2/}						
ENDESA	6	8	9	10	11	13
CHILECTRA	8	9	10	11	14	13
CHILQUINTA	10	9	10	10	11	11
CHILGENER	7	5	5	5	6	6
CHILGENER ^{3/}	16	7	8	9	10	10

Fuente: Memorias Anuales Empresas Eléctricas.

a/ Se calcula en base a los balances de la empresa matriz.

1/ Utilidad neta/ (patrimonio-utilidad neta+dividendos provisorios).

2/ En los casos de ENDESA y CHILGENER se considera: Resultado operacional/ (activos fijos-obras en ejecución).

3/ Resultado operacional/ (activos fijos netos -obras en ejecución).

En efecto, en el caso de ENDESA se debe considerar que la mayor disponibilidad de centrales hidroeléctricas le favoreció su rentabilidad en épocas de comportamiento hidrológico normal, dado que las tarifas se fijaron en base al costo marginal de la central de más alto costo⁹. A este hecho se sumó la propiedad de la transmisión, y la débil regulación existente sobre esta materia, lo que encareció los costos del resto de las generadoras del SIC.

En el caso de CHILECTRA, su alta tasa de rentabilidad se deriva del alto porcentaje de grandes clientes, con los que negocia directamente las tarifas, y también del hecho que ENERSIS, conglomerado donde CHILECTRA es una de las principales filiales, tiene una alta participación en ENDESA, empresa que la abastece de energía para la distribución.

No solo la rentabilidad de las inversiones han sido altas con posterioridad al proceso de privatización, sino que además la evolución en los factores de riesgo ha sido favorable por las siguientes razones:

- El producto que se comercializa es un bien de primera necesidad y está íntimamente ligado a la evolución de la actividad económica, la que ha estado en continua expansión en los últimos diez años,
- Cuentan con una cartera diversificada de clientes caracterizados en su conjunto por un crecimiento sostenido en el tiempo en sus niveles de consumo
- Un alto porcentaje de ventas de las generadoras y distribuidoras es a precios libres (clientes de más de 2000 KW), lo que permite definir los precios por la vía de la negociación bilateral.

- La forma en que se fijan los precios regulados, por otra parte, asegura una rentabilidad económica de 10 % sobre el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones.
- Finalmente, a partir de 1992, la internacionalización de las compañías ha reducido el riesgo regulatorio.

3. El financiamiento de la inversión

Es interesante analizar la evolución del financiamiento de las empresas eléctricas, a partir del momento de la privatización, ya que éste ha estado íntimamente relacionado con el desarrollo de la Bolsa de Valores en Chile, de los inversionistas institucionales y del fortalecimiento del propio sistema financiero.

El mismo proceso de privatización, tanto de CHILECTRA, como de ENDESA y del resto de empresas eléctricas, demandó cuantiosos recursos, en un contexto en que el país venía recuperándose de la recesión derivada de la crisis del sistema financiero de principios de los 80, mostrando éste un limitado dinamismo; lo mismo sucedía con la Bolsa de Comercio, a través de la cual se transaban acciones de un muy limitado número de empresas. Por el contrario, las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), habían acumulado altos niveles de ahorro y requerían de instrumentos financieros que cumplieran con requerimientos de respaldo institucional y bajo riesgo. Es así cómo a partir de 1985 se fueron gestando las reformas al DL 3500, a través de diversas leyes, que les permitió a las AFP invertir en sociedades anónimas abiertas, aprobadas por una Comisión Clasificadora de Riesgo, con la sola restricción sobre el grado de concentración de la propiedad de dichas empresas y el porcentaje total de acciones a adquirir.

La autorización para invertir en bonos de deuda de empresas y en acciones, aún cuando se limitó a un relativamente pequeño número de empresas, aumentó la disponibilidad de recursos y la generación de poder de compra en la Bolsa de Comercio, dado que en ese entonces, la restricción externa y falta de confianza en la resolución final de la crisis, desestimulaba la inversión en capital de riesgo. Como dato ilustrativo, Diamond y Valdés (1993) señalan que mientras en 1984 solo el 10% del total de bonos corporativos era financiados por los fondos de pensiones, en 1992 la participación había aumentado al 61%.

La participación de los inversionistas institucionales dio entonces un fuerte apoyo a la posterior participación de empresarios nacionales y extranjeros en la privatización de las grandes empresas públicas. Este apoyo no puede medirse tanto por la magnitud de la inversión que ellas realizaron, aunque de hecho contribuyeron a capitalizar con grandes volúmenes de recursos dichas empresas, sino en cuanto a la confianza que la participación de estas instituciones generó en el mercado. En 1995, casi el 30% del total de recursos disponibles por los fondos de pensiones - los que alcanzaban a más de 25000 millones de dólares-, fueron invertidos en empresas, y de esa suma, un 50% correspondió a acciones correspondientes a participación en la propiedad de empresas del sector eléctrico, esto es cerca de 3700 millones de dólares.

Una vez que comenzaron los inversionistas institucionales (primero AFP y posteriormente compañías de seguros) a participar en la propiedad de las empresas eléctricas, aumentó notablemente su movimiento en la Bolsa de Valores, con lo cual **la emisión de nuevas acciones y bonos de deuda** pasó a ser rápidamente una nueva forma de financiamiento de los proyectos de inversión, lo que tuvo como efecto secundario la ampliación del mercado de capitales. Al mismo tiempo, dado que la rentabilidad de las empresas era alta, el valor de la acción fue creciendo enormemente, sobre todo en 1990 y 1991, donde los precios de las acciones eléctricas primero duplicaron su valor y luego lo cuadruplicaron (ver gráfico 10).

Cuadro 10
INVERSIÓN DE LAS AFP EN ACCIONES Y BONOS DE EMPRESAS

	TOTAL FONDO	BONOS		ACCIONES	
		MMUSS	%	MMUSS	%
1989	4470	407	9.1	451	10.1
1990	6658	739	11.1	752	11.3
1992	12395	1240	10.0	3421	27.6
1993	15972	1230	7.7	4728	29.6
1994	22333	1474	6.6	7482	33.5
1995	25143	1438	5.1	6990	29.5

Fuente: Superintendencia de AFP.

Cuadro 11
EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LAS AFP EN LAS PRINCIPALES EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

	ENDESA		ENERSIS		CHILGENER		CHILOQUINTA	
	Total de acciones (millones)	%						
1989	7945	21.8	5625	31.2	16	34.4	75	15.9
1990	7976	26.3	5625	26.8	155	28.9	76	16.9
1991	8001	28.7	5625	27.3	156	34.1	76	18.7
1992	8002	29.1	5625	29.8	200	43.6	76	18.6
1993	8002	31.2	6280	31.6	236	46.5	93	20.6
1994	8202	30.1	6280	31.6	248	44.9	104	18.3
1995	8202	28.0	6514	30.7	248	47.2	104	16.8

Fuente: Memorias anuales empresas eléctricas.

El cuadro 12 muestra la evolución del financiamiento con recursos propios de las empresas eléctricas. En el caso de ENDESA, es posible observar que a partir de 1990 el financiamiento con recursos propios - especialmente utilidades retenidas + depreciación - llegó a un 30%, mientras que en 1992 y 1994 éste aumentó a 39 y 58% respectivamente, debido a la emisión de acciones (ADR+ mercado local), destinado a las inversiones en el extranjero. En CHILECTRA el financiamiento con recursos propios ha sido del orden del 25% del total de recursos obtenidos, excepto en 1991 y 1992 donde el sobreprecio por venta de acciones permitió elevar los recursos propios sobre el 40%.

Cuadro 12
FINANCIAMIENTO CON RECURSOS PROPIOS a/

	ENDESA	CHILECTRA	CHILGENER	CHILQUINTA
1989	11.2	26.3	17.6	45.9
1990	29.8	29.2	19.3	29.3
1991	30.2	41.3	37.6	17.4
1992	39.4	48.7	89.8	29.9
1993	29.3	25.9	58.1	65.8
1994	58.4	21.2	20.9	73.6
1995	14.2	25.7	64.0	19.4

Fuente: Cuadro A-2 del Anexo.

a/ El índice utilizado es: (utilidades retenidas+depreciación del ejercicio+emisión de acciones + sobreprecio en venta de acciones)/ total recursos obtenidos.

La emisión de acciones fue el instrumento más importante en el financiamiento de CHILGENER y CHILQUINTA al iniciar la estrategia de internacionalización (Ver Cuadro A-2 del Anexo). El Cuadro 13 presenta la estructura de pasivos de largo plazo de las empresas eléctricas. Es interesante ver en el caso de CHILECTRA, el importante papel que jugó el financiamiento a través de la modalidad instaurada por CORFO, de "**Aportes Financieros Reembolsables (AFR)**". Este instrumento consiste en intercambiar la inversión de ampliaciones y nuevas inversiones requeridas para satisfacer las necesidades de grandes clientes, por una participación de éstos en el capital de la empresa, de tal forma que los propios clientes financian en gran parte la inversión.

La segunda distribuidora más importante del SIC, CHILQUINTA, ha usado como principal fuente de financiamiento la emisión de **bonos de deuda en el mercado local**, instrumento que CHILGENER comparte con la deuda con la banca comercial. En el caso de ENDESA, debido a que la empresa en el momento de la privatización ya operaba con **líneas de créditos otorgadas por el BID y el Banco Mundial**, éstos mismos organismos le siguieron posteriormente proveyendo de recursos para la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas (Canutillar y Pangué) y para la ampliación del sistema de transmisión.

Aumentado el valor bursátil del patrimonio, y teniendo como respaldo los inversionistas institucionales, pudieron encauzar la estrategia de globalización del financiamiento, accediendo en un comienzo, a créditos -de mayor monto y menor costo- en el extranjero. Es así que tanto ENDESA como ENERSIS consiguieron primero préstamos de corto plazo, los que posteriormente refinanciaron a largo plazo vía créditos sindicados de la banca internacional, para la adquisición de las centrales de generación y empresas de distribución eléctrica en Argentina y

Perú. De hecho, en 1991, la banca internacional le entregó a ENERSIS el primer crédito voluntario otorgado a Chile después de la crisis de la deuda externa.

A partir de 1992, ENERSIS y ENDESA comienzan con la colocación de ADR en Estados Unidos, Europa y América Latina. A la confianza de los inversionistas extranjeros contribuyó la clasificación de ENDESA en 1993 como "Investment Grade BBB+" entregada por Standard and Poor's, siendo ésta la clasificación internacional más alta entre las empresas de América Latina. En 1994, Standard & Poor's y Duff & Phelps, clasifican a ENERSIS con el mismo grado, mientras que la clasificación del mercado local, para ambas empresas fue de A y A+ respectivamente. En el caso de CHILQUINTA y CHILGENER, el proceso de globalización del financiamiento es más tardío; las inversiones en el exterior comienzan a ser financiadas con emisión de acciones y colocación de bonos en el **mercado local**, y es a partir de 1994, que CHILGENER emite ADR y coloca bonos en Estados Unidos, mientras que CHILQUINTA consigue en 1995 un crédito de Duff and Phelps para participar en la adquisición de centrales eléctricas en el Perú (Ver Cuadro 14).

Cuadro 13
ESTRUCTURA DE PASIVOS DE LARGO PLAZO

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
CHILECTRA						
APORTES FINANCIEROS REEMBOLSABLES	67.6	53.0	52.5	61.8	78.8	69.5
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (BONOS)	0.0	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0
BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	0.0	0.0	20.3	19.0	0.0	0.0
DOCUMENTOS POR PAGAR Y OTROS	32.4	39.5	27.2	19.2	21.2	30.5
ENDESA						
BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	49.8	48.1	47.1	27.2	17.2	13.2
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (BONOS)	33.0	36.1	39.2	17.2	16.5	22.9
DOCUMENTOS POR PAGAR Y OTROS	17.2	15.9	13.3	55.6	66.3	64.0
CHILGENER						
BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS	51.3	49.3	48.4	42.7	41.9	47.3
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (BONOS)	36.0	40.8	41.6	36.7	37.4	43.6
DOCUMENTOS POR PAGAR	12.6	10.0	10.0	20.6	20.7	9.1
CHILQUINTA						
APORTES FINANCIEROS REEMBOLSABLES	21.9	0.0	4.4	0.0	0.0	0.0
OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO (BONOS)	0.0	0.0	83.6	90.3	89.9	86.9
OTROS	78.1	100.0	12.0	10.0	10.1	13.1

Fuente: Memorias Anuales Empresas Eléctricas.

Cuadro 14
NUEVAS FORMAS DE FINANCIAMIENTO DE LAS GRANDES EMPRESAS ELÉCTRICAS

EMPRESA	FILIAL	MONTO MILLONES US\$	INSTITUCION	
ENDESA	1992	Endesa Chile Overseas	85 a corto plazo	Sindicato de bancos liderado por el Credit Suisse-First Boston Ltda
	1993	Endesa Chile Overseas	165 a largo plazo	Citibank N.A. de New York International Finance Corporation
		Central Pangue	120 a largo plazo	
	1994	Hidroeléctrica El Chocón SA - Argentina	260 a 10 años plazo	Chase Manhattan Bank de New York Colocación ADR en New York Chase Manhattan Bank de New York
		ENDESA	3% del total de acciones	
1995	Pehueneche sa	110 a 9,6 años	International Finance Corporation Crédito de proveedores: SEB de Suecia, EDC de Canadá, KFW de Alemania y Eksportfinans de Noruega	
	Central Pangue	170 a largo plazo		
	Central Pangue	62,4 a corto plazo		
1997	Endesa Chile Overseas	175 a 10 años plazo	Citibank NA Colocación de Century Bonds en EEUU	
	Endesa	650 a 30, 40 y 100 años plazo		
CHILECTRA	1992	Desarrollo de proyectos en Chile	28	Emisión de acciones mercado local Emisión de ADR
		Central Costanera y EDESUR	72.7	
	1993	Desarrollo de proyectos en Chile	23	Emisión acciones mercado local
	1994	EDELNOR y EDESUR		
1995	EDESUR	180	recursos propios	
CHILQUINTA	1992	Central Puerto	14	Emisión acciones mercado local
	1993	Central Neuquén	2.3	Colocación de bonos mercado local Emisión de acciones y deuda con bancos nacionales
		Luz del Sur	56	
	1995	Centrales eléctricas en Perú	100	Duff and Phelps Credit
CHILGENER	1992	Central Tocopilla	121.76	Mitsubichi Corporation Emisión acciones mercado local
		Central Puerto en Argentina	121.76	
		Central Guacolda		
	1993	Central Tocopilla		
	1993	NORGENER	114	Emisión de acciones
	1994	Hidroeléctrica Piedra de Aguila	65	Emisión ADR
	1995	GasAndes	200	Colocación de bono público en EEUU
1996	Eléctrica Santiago			
	Guacolda	180	Colocación privada de acciones inversionistas institucionales	

Fuente: Memorias anuales empresas eléctricas.

4. La política de inversiones de las principales empresas eléctricas

La restricción financiera enfrentada por el fisco durante los años 80, obligó a las empresas públicas a disminuir drásticamente el endeudamiento y traspasar las utilidades para el financiamiento del gobierno general, con lo que la implementación de los programas de inversión fueron también restringidos. A pesar de ello, a partir de las cifras registradas por la Comisión Nacional de Energía y que se muestran en el Cuadro 15 es posible concluir que entre 1982 y 1988, es decir hasta el momento anterior a la culminación del proceso de privatización, la inversión promedio anual del sector fue más alta que en el decenio anterior, cercano a los 350 millones de dólares de 1995.

Al iniciarse el proceso de privatización, quedaban inversiones por realizar en las áreas de generación, transmisión y distribución de los dos sistemas interconectados - SIC y SING- existentes en Chile. Un ejemplo de ello es que ENDESA tenía identificada posibles desarrollos hidroeléctricos con una potencia de 22850 MW, de los cuales se encontraban en construcción 3050MW, lo que representa el 13.3% del total; a fines de 1988 contaba con 8 proyectos hidroeléctricos desarrollados hasta sus estudios de factibilidad o prefactibilidad. **El sector privado enfrentó así el desafío de continuar con el crecimiento del sector, en un clima de estabilidad económica y política, con un marco legislativo y regulador que aseguraba una alta rentabilidad y con un equipo profesional familiarizado ampliamente con el negocio eléctrico y conocedor de su potencialidad.**

Estas condicionantes representaron un estímulo favorable a la inversión. En efecto, las ampliaciones de capacidad efectuadas permitieron satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, sobre todo en una etapa caracterizada por una fuerte expansión económica. Por otra parte, las cifras del Cuadro 15 muestran que las empresas continuaron con el ritmo de inversión que venía desarrollándose en las etapas anteriores. La suma de inversión promedio anual para el período 1989-1996 registrada por la Comisión Nacional de Energía para el total del sector eléctrico fue de 608 millones de dólares anuales, de los cuales 328 millones, algo más del 50 % correspondió a las cuatro empresas analizadas; el resto de las inversiones correspondieron a centrales y líneas de transmisión de Colbún -propiedad pública mayoritaria- en el SIC, Edelnor y Guacolda en el SING, más inversiones de empresas que cubren el área de distribución regional de electricidad.

El Cuadro 16 presenta las obras realizadas desde 1989, que no solo muestran una continuidad con las que se venían realizando antes de la privatización, sino que además incorporan la ampliación en la capacidad de generación a través de nuevas centrales hidro y termo eléctricas; obras de infraestructura para la distribución de electricidad en nuevos parques industriales, más inversiones para proteger el medio ambiente en centrales con alto nivel de contaminación.

El temprano inicio del proceso de privatización del sector eléctrico en relación al resto de la región, junto con la experiencia en la gestión de estas empresas y el desarrollo de la informática en el proceso de administración, comercialización, y ventas, les ha permitido a los

conglomerados eléctricos participar exitosamente, a partir de 1992, en la licitación de empresas públicas de generación y distribución en Argentina y Perú y a partir de 1996 en Brasil.

Lo interesante de este proceso es que coincidió con el de globalización del financiamiento (cuadro 14) por lo que las empresas no necesitaron reducir la inversión en Chile para el desarrollo de la estrategia de internacionalización. En el futuro cercano, las proyecciones apuntan a que las empresas chilenas seguirán participando del proceso de privatización del sector eléctrico regional: ENERSIS postula a la distribución de electricidad de las provincias de Santa Fe y Mendoza en Argentina, Electropaulo y Cemig en Brasil, habiendo sido adjudicada CERJ en Río de Janeiro y espera además participar en las futuras privatizaciones de Colombia y México.

El conglomerado liderado por CHILGENER tiene a su vez hoy el 20% de sus activos en Argentina, donde participa en la propiedad de Central Puerto junto con CHILQUINTA, además es propietaria de la Central Piedra del Aguila, de la distribuidora de electricidad Sanjuanina y participa en la construcción de una central hidroeléctrica en Neuquén. Esta empresa se proyecta hacia la integración energética en el Cono Sur, para lo cual se propone invertir 400 millones de dólares en Argentina (junto a un consorcio participará en la licitación de Yaciretá), mientras que en Brasil mantiene en estudio la construcción de una central térmica a carbón en el sur, a la que se suma una central hidroeléctrica en Tocantins y proyecta participar en nuevas privatizaciones en Perú y Bolivia.

Cuadro 15
INVERSIONES DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS
(millones de dólares de 1995)

	INVERSIÓN DEL PERÍODO EN EMPRESAS SELECCIONADAS a/									TOTAL SECTOR ELÉCTRICO	
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1989-1996	PROMEDIO ANUAL b/	
CHILGENER	175	168	103	40	74	298	63	42	120	1973-1981	302
CHILQUINTA	6	7	4	6	8	7	17	10	8	1982-1988	346
ENDESA	357	254	103	60	127	69	129	232	166	1989-1996	608
CHILECTRA	30	32	37	23	31	31	40	42	33	1989-1996 c/	328
TOTAL	568	462	247	130	240	405	248	326	328		

Fuente: Memorias anuales empresas eléctricas.

a/ Corresponde a las inversiones directamente relacionadas con las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Chile de la empresa matriz y filiales.

b/ Las cifras fueron extraídas de Tohá (1995), llevadas a dólares de 1995 y promediadas y encuesta de inversión CNE entre 1993 y 1996 sobre el mismo universo del estudio de Tohá.

c/ Corresponde al promedio de: Chilgener, Chilquinta, Endesa y Chilectra.

Cuadro 16
INVERSIONES REALIZADAS POR LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS ENTRE 1989 Y 1995

Inversión	Periodo ejecución
Chilectra	
Obras de ampliación de capacidad en subestaciones	1989 y 1990
Construcción de un cuarto sistema network	1991 a 1995
Extensión de redes	1992
Subestación y alimentador Centro de Santiago	1993-1994
Subestación Pajaritos	1994
Subestación Lo Boza	1994
Subestación Chena	1994-1995
Ampliación S/E La Reina, Vitacura, Club Hípico, Batuco, Los Dominicos	1994
Ampliación S/E Santa Raquel, Alonso de Córdoba, San Joaquín, Panamericana	1995
Obras de mejoramiento instalaciones (alimentación, transmisión y distribución)	1994-1996
Obras de infraestructura en nuevos parques industriales	1994-1995
Subestación La Dehesa	1996
Subestación Andes	1996
Ampliación S/E Pajaritos, Lo Valledor, Quilicura, Curacavi	1996
Chilgener	
Central Alfalfal	1988-1991
Mejoras centrales generadoras	1988-1995
Proyecto SCADA	1988-1989
Mejoras en líneas y subestaciones	1989-1995
Montaje y puesta en marcha turbinas a gas	1990-1991
Ampliación muelle Ventanas	1990-1991
Abastecimiento Minera El Indio	1991
Proyecto Central termoeléctrica Nueva Tocopilla	1992-1995
Central termoeléctrica Guacolda	1993-1995
Central termoeléctrica Constitución (Filial Energía Verde)	1993-1995
Descontaminación Central Ventanas	1993-1996
Central termoeléctrica Bucalemu	1994-1995
Conversión Central Renca a planta de ciclo combinado	1994
Central termoeléctrica Nacimiento	1995
Sistema de transmisión - Nueva Renca	1996
Segunda unidad central termoeléctrica de Norgener	1996
Planta térmica de aprovechamiento de desechos forestales (Energía Verde)	1996
Central ciclo combinado Sociedad Eléctrica Santiago	1996
Chilquinta	
Ampliación redes de distribución baja tensión	1990-1995
mejoramientos subestaciones y líneas de transmisión	1990-1995
Ampliación capacidad transformación	1990-1996
Puesta en servicio sistemas de telecomando y teledida	1992-1995
Implementación plan informático	1994-1996
Subestación Alto Melipilla	1995
Línea de transmisión entre Melipilla y San Antonio	1995
Subestación San Alfonso	1996
Endesa:	
Generación:	
Puesta en funcionamiento Central Canutillar	Dic. 1990
Proyecto Central Hidroeléctrica Loma Alta (Pehuenche S.A.)	1991-1996
Puesta en funcionamiento Central Curillinque	abril 1994
Nueva turbina Central Mejillones	1995
Central Hidroeléctrica Pangue (Pangue S.A.)	1992-1996
Proyecto Central Termoeléctrica Patache (Tarapacá S.A.)	1996
Proyecto Central Ciclo Combinado San Isidro (San Isidro S.A.)	1996

Fuente: Memorias anuales empresas eléctricas.

Cuadro 17
INVERSIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO EXTRANJERO

AÑO	EMPRESAS	PAIS	MONTO (MMUS\$)	PARTICIPACION % (directo+indl.)	TIPO EMPRESA	MW
ENERSIS^{1/}						
1992	CENTRAL COSTANERA	ARGENTINA	12.19	13	COLIGADA	1260
1992	EDESUR	ARGENTINA	100.33	20	COLIGADA	
1992	ELENET	ARGENTINA	0.35	49	COLIGADA	
1994	EDELNOR	PERU	84.74	17,4	COLIGADA	
1995	EDE - CHANCAY ^{2/}	PERU	3	17,4	COLIGADA	
1996	CERJ S.A..	BRASIL	180.19	21,5	COLIGADA	
CHILECTRA						
1992	CENTRAL COSTANERA	ARGENTINA	4.63	3	COLIGADA	1260
1992	EDESUR S.A.	ARGENTINA	26.02	10	COLIGADA	
1994	EDELNOR S.A.	PERU	46.33	15,43	COLIGADA	
1995	EDESUR S.A.	ARGENTINA	179.77	19	COLIGADA	
1995	EDE-CHANGAY	PERU	2.69	15,6	COLIGADA	
1996	CERJ S.A..	BRASIL	173.48	20,7	COLIGADA	
ENDESA						
1992	CENTRAL COSTANERA	ARGENTINA	46	24	COLIGADA	1260
1992	EDESUR ^{3/}	ARGENTINA	56	6	FILIAL	
1993	HIDROELECTRICA EL CHOCON	ARGENTINA	123	37	FILIAL	1320
1994	CENTRAL TEREMOELECTRICA BUENOS AIRES	ARGENTINA	-	24	COLIGADA	220
1995	EDEGEL	PERU	204	26	COLIGADA	689
1996	CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A.E.S.P.	COLOMBIA	226.27	75	FILIAL	510
CHILQUINTA						
1992	CENTRAL PUERTO S.A.	ARGENTINA	14.40	16	COLIGADA	1009
1994	LUZ DEL SUR EX-EDELSUR	PERU	55.92	26	COLIGADA	
1993	CENTRAL NEUQUEN ^{4/}	ARGENTINA	2.25	16	COLIGADA	370
CHILGENER						
1992	CENTRAL PUERTO S.A.	ARGENTINA	61.37	31	COLIGADA	1009
1993	HIDROELECTRICA PIEDRA DE AGUILA	ARGENTINA	89.21	15,75	COLIGADA	1400
1993	CENTRAL NEUQUEN	ARGENTINA	4.50	15	COLIGADA	370
1994	GASSUR ^{5/}	ARGENTINA	-	30	COLIGADA	
1995	DIST. DE ELECTRICIDAD SANJUANINA	ARGENTINA	21.42	30,6	COLIGADA	
1996	CHIVOR	COLOMBIA	643.7	99,9	FILIAL	1000
1997	Proyecto PONTAL DO SUL	BRASIL	600	51	-	700
1997	Proyecto LAGEADO	BRASIL	1000	25	-	1000

Fuente: Memorias anuales de las empresas.

Notas: 1/: Enersis posee el 74,5 % de Chilectra y el 25,3 % de Endesa

2/: En 1996 Ede-Chancay y Edelnor se fusionaron bajo el nombre Edelnor S.A.

3/: En 1995 Endesa permutó acciones con Enersis y Chilectra transfiriendo el total de las acciones de Edesur a cambio de sus participaciones en Central Costanera alcanzando así una participación del 51,67 %.

4/: En 1995 Central Neuquen y Central Puerto se fusionaron.

5/: Actualmente pertenece a Central Puerto en un 99.9 %.

Frente a la estrategia de internacionalización adoptada por las empresas eléctricas chilenas cabe preguntarse en qué medida ello pudiera perjudicar el desarrollo del sistema eléctrico nacional en el futuro. A través de entrevistas con ejecutivos de dichas empresas, y las proyecciones recogidas por la Encuesta de Inversión de la CNE, se estima la mantención de un alto ritmo de inversión, el que para el período 1997-2000 promediará cerca de 800 millones de dólares anuales, permitiendo satisfacer el crecimiento en la demanda.

Cuadro 18
INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO POR TIPO DE MERCADO

	1993	1994	1995	1996	1997-2000 promedio anual	1997-2000 inversión período
	MMUS\$ de 1995				MMUS\$	
Generación	247.5	676.3	530.0	834.3	600	2400
Distribución	101.7	106.7	127.0	201.8	161	643
Transmisión	10.5	32.1	42.0	32	24	96
Total	359.8	815.1	699.0	1068.1	785	3139

Fuente: Encuesta CNE a la totalidad de empresas del sector.

Las razones son múltiples: en primer lugar, dado los enormes costos fijos de estas inversiones, a las empresas no les conviene perder mercado, sobre todo cuando el capital extranjero está invirtiendo en el sector eléctrico de América Latina, y quiere aumentar su participación en Chile.

En segundo lugar los empresarios chilenos tienen una buena imagen corporativa, lo que además les permite tener influencia en el gobierno. Para que esta situación se mantengan deben seguir invirtiendo y aumentando la eficiencia en el sector. En tercer lugar, las tarifas reguladas en el sector generación no pueden por ley diferir más que en un 10% de las tarifas libres, mientras que en distribución las tarifas reguladas aseguran una relativamente alta rentabilidad operacional, cubriendo además los costos de las nuevas inversiones. Finalmente, si bien Chile es un mercado pequeño para la inversión extranjera en el sector, hoy representa un puente a partir del cual pueden expandirse al resto de la región, y esto es demostrado por el gran esfuerzo que se encuentra realizando ENDESA de España para conseguir el control de Enersis (ver Reportajes de El Mercurio, 31/8/97).

Estas razones son consistentes con los programas de inversión de las empresas. Al respecto, ENDESA señala que sus inversiones en Chile totalizarán US\$ 1500 millones de dólares entre 1996 y el 2002, enmarcados en un plan nacional que combina la hidroelectricidad con el gas natural. Los principales proyectos de inversión que se mencionan son: la Central Pangué con 450MW que entrará en operación en 1997, Central Loma Alta de 38 MW que también comenzará a operar en 1997, Central Ralco, de 570 MW prevista para el 2002, la central térmica de ciclo combinado San Isidro, de 370 MW prevista para 1998; una central térmica a carbón de 150 MW en la I Región, que abastecerá la mina Doña Inés de Collahuasi, contrato ya firmado con dicha empresa y la construcción de una línea de transmisión Concepción-Santiago, además de la creación de nuevas líneas de transmisión, subestaciones y transformadores planeados por Transelec.

Por su parte CHILGENER, con la puesta en marcha del proyecto Gas Andes, gasoducto de acceso abierto entre Argentina y Chile, en 1995 dio el primer paso hacia el cambio tecnológico más importante del sector eléctrico en los próximos años. En base a este energético se construirá la primera central termoeléctrica de ciclo combinado en el país: Central Nueva Renca, de 370 MW, que comenzará a operar a fines de 1997 y que demandará una inversión total de 215 millones de dólares.

A las inversiones de ENDESA y CHILGENER, se suman las que presentará COLBÚN, empresa que a partir de 1996 redujo a un 63% la propiedad del sector público. La mayor participación del sector privado permitirá incrementar el financiamiento de la empresa para desarrollar nuevas inversiones inmediatas por 450 millones de dólares (se ha proyectado la construcción de dos centrales hidroeléctricas y una línea de transmisión, habiéndose en el caso de ésta última acordado un crédito por 40 millones de dólares con Asea Brown Boveri para la importación de equipamiento). La empresa plantea además mantener una inversión anual de 125 millones de dólares, lo que permitirá cubrir la demanda de energía y ampliar su participación en el SIC. Por otra parte acaba de suscribir un contrato con el consorcio ítalo-alemán Siemens-Ansaldo, para la construcción llave en mano de una central de ciclo combinado a gas de 370 MW. Esta central, denominada Nehuenco, será la segunda central que incorpora la tecnología de ciclo combinado a inaugurarse en el país, entrará en operaciones en 1998 y demandará una inversión de 200 millones de dólares.

A partir de las estimaciones de crecimiento en el consumo de energía eléctrica, CHILECTRA se plantea inversiones de 35 millones de dólares anuales en los próximos diez años, mientras que Río Maipo, empresa distribuidora de propiedad de ENERSIS, invertirá 50 millones de dólares en el próximo quinquenio.

En base a los programas de obras de inversión para el próximo decenio presentados por el conjunto de empresas del sector (ver Cuadro Anexo), la Comisión Nacional de Energía ha estimado que se ampliará la potencia instalada en 5805 MW en el período 1997-2005. Dentro de los proyectos de generación adoptados, son las centrales térmicas de ciclo combinado las que han tenido una mayor aceptación. Esto se debe a tres motivos principales: en los últimos años el desarrollo tecnológico de este tipo de centrales ha permitido una baja radical en sus precios -a menos de la mitad- y por lo tanto requieren una menor inversión; los costos de su insumo, el gas, son relativamente menores que el petróleo y el carbón, y finalmente, el largo periodo de sequía por el que ha atravesado el país en los últimos 5 años limitaron el recurso hídrico para la producción energética mediante centrales hidroeléctricas. La política de integración energética respecto de los países limítrofes, adoptados por los gobiernos de la Concertación, ha disminuido por su parte el riesgo de encarar proyectos conjuntos con inversionistas argentinos.

Lo anterior ha provocado una verdadera revolución del gas natural, y dado que Argentina es un fácil proveedor del mismo, se han multiplicado los proyectos de interconexión energética con el país Transandino, proyectos cuyas inversiones se suman a las del sector eléctrico propiamente tal. Estas interconexiones conllevan una carrera por la construcción de gasoductos y líneas de transmisión eléctrica entre ambos países en la que compiten las principales empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica del país junto con capitales foráneos.

Pese a que los tres primeros proyectos que se muestran en la tabla 19 son competitivos entre sí y generan una sobre oferta energética en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), las compañías que los sustentan no parecen tener intención de abandonarlos. Así, con respecto al Gasoducto Atacama, con una capacidad inicial en el año 1999 de 3 MM m³/día y diseño por 8 MM m³/día, a la fecha parece tener contratada 4,2 MM m³/día, dados los tres proyectos de Endesa de construcción de plantas de ciclo combinado (dos para 1999 y una para el 2000) con potencia de 355 MW cada uno, y potenciales clientes dentro de las empresas-mineras e industriales de la zona con las que ya se ha iniciado negociaciones. De cualquier forma, las fuentes inversoras estiman vender la energía generada en el mercado spot por encima de sus costes marginales. En cuanto al Gasoducto Norgas, este tiene como clientes seguros los mismos impulsores del proyecto, ya que Electroandina tiene proyectadas dos centrales de ciclo combinado y Edelnor otra, cada una con potencia de 250 MW que demandan 3,3 MM m³/día de los 3 que inicialmente tienen el proyecto para 1999 (el diseño es por 7 MM m³/día). Además existen otras ocho solicitudes de interesados industriales por encima del millón de metros cúbicos. Finalmente, la línea de transmisión eléctrica Electroandes pretende suplir de energía al SING y a algunas empresas mineras.

Cuadro 19
PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INTERCONEXIONES DE GASODUCTOS CON ARGENTINA

Proyecto	Accionistas	%	Inversión (MMUSS)		Situación Proyecto
Gasoducto Atacama	Endesa-Chile	50	Ducto Transporte	400	O.S.=1997
	CMS-BE.UU	50	Ramales Secundarios	100	I.C.= Mayo 1997
	YPF-Argentina 1/	20	3 Centrales CC	308	C.O.= Febrero 1999
Gasoducto Norgas	Electroandina-Chile	33	Ducto Transporte	330	O.S.=1997
	Techint-Argentina	33	2 Centrales CC, 1999	200	I.C.= Diciembre 1997
	Edelnor-Chile	33	1 Central CC, 2000	100	C.O.= Julio 1999
Línea Eléctrica Electroandes	Norgener-Chile (Chilegener)	100	Línea Eléctrica	160	I.C.= Abril 1997
			3 Centrales CC	300	C.O.= Agosto 1999
Gasoducto Gasandes	Nova Gas Int.-Canada	56,5	Ducto Transporte	325	En Construcción
	CGC-Argentina	13,5	Distrib. Metrogas	400	C.O.= Agosto 1997
	Metrogas-Chile	15	Central Nueva Renca	215	
	Chilgener-Chile	15			
Gasoducto Gassur	Nova Gas Int.-Canada	n.d.	Ducto Transporte	350	O.S.=1996
	Gasco Concepcion-Chile	n.d.	Distrib. GasConcepcion	90	I.C.= 1998 C.O.=Dic. 1998
Gasoducto Magallanes	Enap-Chile YPF-Argentina	2/	Ducto Transporte y		C.O.=Dic. 1996
		3/	Readecuación Red 2° tren Pta. Methanex	30 275	

1/ Se considera su incorporación. 2/ 100 % del lado Chileno. 3/ 100 % del lado Argentino
n.d.= No disponible. O.S.= Open Season. I.C.= Inicio Construcción. C.O.= Comienzo Operación.

Por otra parte, las empresas de gas existentes hasta este momento en Chile también vienen haciendo importantes inversiones en el transporte y distribución de gas natural, en respuesta a la fuerte competencia que están encarando y la planificación de inversiones para el período 1998-2000 permite estimar una cifra cercana a los 500 millones de dólares anuales.

Cuadro 20
INVERSIONES DE LAS EMPRESAS DE GAS EXISTENTES EN CHILE
(millones de dólares de 1995)

1993	1994	1995	1996	1997	1998-2000
0	9,3	107	313	371	1477

Fuente: Encuesta de Inversión CNE.

IV. CONCLUSIONES

La investigación realizada en este trabajo ha intentado abordar desde una perspectiva microeconómica, los determinantes de las decisiones de inversión en el sector eléctrico chileno, sin descuidar el impacto sobre la inversión sectorial.

El estudio permite concluir que desde que culminó el proceso de privatización en 1989, el ritmo de inversión se ha acelerado fuertemente, duplicándose respecto de la inversión promedio anual registrada entre los periodos 1982-1988 y 1989-1996, lo que permitió generar la oferta suficiente para satisfacer el crecimiento en la demanda de consumo eléctrico, el que en el último período evolucionó a un ritmo de 7.5% anual. Por otra parte, las perspectivas para el próximo decenio señalan que la inversión a realizarse se incrementará aún más, llegando entre 1997 y el 2000 a un promedio anual de 800 millones de dólares, lo que también permitirá satisfacer el incremento proyectado en la demanda, estimado en 8.5% anual.

Los factores que han incidido en esta evolución son varios. En primer lugar, Chile satisface tres condiciones básicas que benefician en general al proceso de inversión: la estabilidad macroeconómica, la que se ha mantenido en forma ininterrumpida durante los últimos diez años, a la que se suma un fuerte crecimiento en el nivel de actividad económica, de 7% promedio anual en el decenio y finalmente la estabilidad política, la que se ha mantenido durante el gobierno de la transición democrática y el nuevo gobierno de la Concertación, con la ventaja que se han sostenido las reglas del juego del sector, reformuladas desde 1982.

En segundo lugar, la nueva legislación generó incentivos a la inversión a través del sistema tarifario, el que permitió asegurar que los precios regulados financien los costos de operación y arrojen una rentabilidad mínima de 10% sobre las inversiones de generación, transmisión y distribución. A ello se sumó, por una parte, el hecho de que la institucionalidad ayudó a la formación de una estructura corporativa, que creó condiciones favorables para aumentar la productividad y eficiencia de las empresas, pero por otra, dificultó el conocimiento de la evolución de los costos reales por parte de la autoridad reguladora. Esto se ha traducido en el desarrollo de ventajas a los agentes privados en la negociación tarifaria y como contrapartida la creación de obstáculos sobre la capacidad regulatoria, limitando el traslado de los beneficios por mayor eficiencia, a los usuarios.

La interacción entre el crecimiento y alta rentabilidad del sector eléctrico por una parte, y su contribución a la profundización del sistema financiero y de la Bolsa de Comercio por otra, aseguró la capitalización de las empresas y el incremento en la tasa de inversión antes de que se iniciara la participación de las empresas en el mercado financiero internacional. El aumento en el valor bursátil del patrimonio, sumado al respaldo ofrecido por los inversionistas institucionales (AFP) dio un fuerte apoyo a la participación de inversionistas nacionales, y también acceso al financiamiento externo, lo que una vez consolidado el mercado chileno, permitió encarar la estrategia de internacionalización del sector.

ENDESA se benefició además con la obtención de cuasi-rentas, derivadas de una legislación que no ha sido diseñada para evitar los obstáculos a la entrada de nuevas empresas, sobre todo en el mercado de generación hidroeléctrica, pero también por la indefinición existente en las tarifas de peaje, lo que perjudicó al resto de las generadoras en la competencia con la propietaria del sistema de transmisión. En junio de 1997 la Comisión Resolutiva Antimonopolios, dictó un fallo para evitar el perjuicio de la integración vertical en el sistema eléctrico, obligando a la empresa de transmisión Transelec, de propiedad hasta ahora de ENDESA, a convertirse en sociedad anónima abierta, haciendo públicos sus balances y entregando una mayor transparencia al mercado. El fallo obligó además a la empresa a hacer públicas las licitaciones de los contratos de las empresas distribuidoras y transferir a los consumidores las menores tarifas. También recomendó el perfeccionamiento de la Ley Eléctrica, para regular el sistema tarifario de los peajes.

Al margen de este hecho, las empresas competidores han intentado a través nuevas opciones tecnológicas, suplir las fallas de mercado. Como se ha visto anteriormente, la política de integración energética impulsada por los dos últimos gobiernos ha hecho viable la construcción de gasoductos transandinos y el uso de turbinas de ciclo combinado, introduciendo procesos productivos que abaratan fuertemente los costos de inversión y operación.

El estudio permite concluir así mismo que el proceso de internacionalización no representa un obstáculo a la inversión futura en Chile, por que los programas de inversión ya encaminados por las principales empresas eléctricas, aseguran -si las condiciones del contexto macroeconómico e institucional se mantienen - que el incremento en la capacidad de generación de potencia podrá satisfacer la demanda derivada del crecimiento esperado en Chile. La opción a seguir invirtiendo dentro del país se deriva en primer lugar, del hecho que la rentabilidad del negocio eléctrico es suficientemente alta como para asegurar nuevas inversiones en el sector; en segundo lugar, por que a partir de dicho negocio se desprenden actividades afines en otros sectores de también alta rentabilidad, en tercer lugar, por que el riesgo de las inversiones en el país es menor al de los países del resto de la región y finalmente por la necesidad de retener los mercados en momentos en que la inversión extranjera afluye al sector eléctrico latinoamericano, y también al chileno. Una muestra de ello ha sido el empeño puesto por Endesa de España en lograr la participación en la propiedad accionaria de Enersis y su disposición a incrementar el capital del conglomerado en mil millones de dólares.

Por su parte la internacionalización le significó a la empresa chilena una diversificación de riesgo, mayores utilidades y ganancias de capital (en procesos de privatización recientes en otros países de la región), lo que la fortaleció para la opción de créditos ventajosos en el mercado internacional. Esta situación no solo beneficia a la empresa sino que al país en la medida que las empresas del sector consiguen financiamiento a menores costos, lo que con una adecuada regulación estatal, los ahorros pudieran ser transferidos a precios. Esto al margen de las remesas de utilidades ligadas a dichas inversiones, las que también inciden positivamente en la balanza de pagos y podrían ser invertidas internamente.

Cabe señalar que el Estado en Chile ha jugado un papel sumamente importante en el desarrollo del sector eléctrico, a través del estímulo otorgado al sector privado. El Gobierno ha estado involucrado no solo en la elaboración de la legislación, en los subsidios otorgados a la venta y en el saneamiento de la empresa previo a la privatización, lo que en el caso de una sola empresa -ENDESA- sumó cerca de 1000 millones de dólares, sino que además en la formación del equipo técnico que se hizo cargo de la gestión administrativa de las empresas antes de la privatización, y en la creación de mecanismos - tales como el llamado capitalismo popular- a través de los cuales este grupo de personas pasó a participar en la propiedad de la empresa, posibilitando la formación de un nuevo grupo económico en Chile, inducido desde el Estado. Esta acción, a pesar de ser de beneficio del grupo y no del país, ha incidido positivamente en la dinámica de la inversión.

Por otra parte, el que estos procesos de privatización se traduzcan o no en beneficios para los usuarios depende, de manera decisiva, del diseño del sistema de regulación y de la capacidad pública de gestión de dicho sistema, en la medida que ésta se enfrenta a una estructura cada vez más compleja y sofisticada de gestión.

Finalmente cabe preguntarse si la privatización fue una condición necesaria para generar el crecimiento dinámico del sector que aquí se ha descrito. Aunque es difícil dar una respuesta inequívoca, sabiendo que fue el propio Estado en Chile el que llevó a cabo el saneamiento de las empresas, y que buena parte de los ejecutivos que hoy conforman la administración privada venían de las propias empresas públicas, no es menos cierto que la propiedad estatal está sujeta a serias restricciones: como sin duda lo ha revelado el proceso de reestructuración de CODELCO. En efecto, no es fácil para la empresa pública encarar un programa de inversiones para el desarrollo de un determinado sector, al margen del conjunto de prioridades otorgadas por el gobierno en su estrategia de desarrollo global. Por otra parte, el acceso a financiamiento externo de la empresa pública está condicionado a la capacidad de endeudamiento global del Estado en su conjunto, y a las metas fijadas al respecto. Por último, la búsqueda de socios estratégicos para la expansión de la empresa pública no es una decisión que los ejecutivos puedan tomar a su propio arbitrio. Sin perjuicio de lo anterior, la experiencia de otros países muestra que convirtiendo en autónoma la empresa pública, otorgándole poder para las decisiones de inversión e incorporando criterios económicos de maximización de beneficios y de eficiencia en su gestión, ésta puede obtener resultados comparables a los de la empresa privada.

Notas

- ¹ Es posible que bajo otros criterios el proceso no sea considerado exitoso.
- ² Ello indujo las reformas al decreto de ley DL 3500, lo que permitió a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), invertir en acciones de empresas con desconcentración en la propiedad accionaria.
- ³ El mecanismo de capitalismo popular consistió en la venta directa y preferencial de acciones a pequeños inversionistas nacionales, funcionarios del sector público y miembros de las fuerzas armadas.
- ⁴ Estimación propia, calculada en base al número total de acciones vendidas por CORFO en 1989 a cada tipo de accionistas, de acuerdo al precio señalado en el cuadro 4.
- ⁵ Un excelente desarrollo de este tema se encuentra en Blanlot, V (1993)
- ⁶ Proyectadas a través de encuestas hasta el año 2000 y en base a su tasa histórica media anual de crecimiento para los años siguientes.
- ⁷ CNE (1996), "El sector eléctrico chileno", septiembre.
- ⁸ En el resultado **no operacional** se incluye la utilidad de la inversión en empresas relacionadas.
- ⁹ En éstos últimos años de sequía creciente, las ventas de ENDESA han ido disminuyendo y entrando en operación de plena capacidad las centrales termoeléctricas de CHILGENER.

BIBLIOGRAFÍA

- Arrau P., P. (1994), "Fondos de pensiones y desarrollo del mercado de capitales en Chile: 1980-1993", Serie Financiamiento del Desarrollo, No. 19, CEPAL/PNUD, mayo.
- Bitrán, E. y R. Sáez, "Privatization and regulation in Chile"
- Blanlot, V. (1993), "La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena", en CIEPLAN, (ed.), Después de las privatizaciones. Hacia el estado regulador, Santiago, marzo, pp. 281-322.
- Bolsa de Comercio de Santiago (1995), Informativo Bursátil Mensual, varios números entre 1989-1995.
- Castillo M. (1992), "Privatizaciones de empresas públicas en Chile: el caso del sector telecomunicaciones", inédito.
- CEPAL (1994), "La crisis de la empresa pública, las privatizaciones y la equidad social", Serie Reformas de Política Pública. 26, (LC/L. 832).
- _____ (1995 a), "Control del Estado y gestión empresarial en el sector eléctrico de Chile", LC/R. 1497, febrero.
- _____ (1995 b), "El sector eléctrico y el mercado de capitales en Chile", LC/R. 1496, febrero.
- CHILECTRA V REGION, Memorias Anuales, varios números.
- CHILECTRA, Memorias Anuales, varios números.
- CHILGENER, Memorias Anuales, varios números.
- COLBÚN S.A. (1995), Informe de Gestión 1995, Santiago.
- COMISION NACIONAL DE ENERGIA (1993), "El sector energía en Chile", Santiago, diciembre.
- _____ (1995), "Balance Nacional de Energía 1975-1994 Chile", Santiago.
- _____ (1996), "El sector eléctrico chileno", Santiago, septiembre, mimeo.
- Diamond, P y Valdés, A (1994), "Social security reforms " en Bosworth B, Dorornbusch R y Labán R editores. Brookings Institution The Chilean economy: policy, lessons and challenges. Washington, DC
- ENDESA, Memorias Anuales, varios números.
- ENERSIS, Memorias anuales, varios números.
- FIRST INVESTMENT TRUST (1996), "El efecto de la sequía en las eléctricas", Revista Capital, N 5, Santiago, noviembre.
- García de la Huerta, C. (1996), "Vidas paralelas", Revista Capital, N 5, Santiago, noviembre.

Marcel, M. (1989 a), "La privatización de empresas públicas en Chile, 1985-1988" , Notas Técnicas, N° 125, CIEPLAN, Santiago.

_____ (1989 b), "Privatización y finanzas públicas: el caso de Chile 1985-1988", Colección Estudios CIEPLAN, N° 26, Santiago, junio.

OLADE,CEPAL,GTZ (1996) "Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe, Síntesis del estudio del caso de Chile" LC/R1644, mayo

REVISTA GESTIÓN (1996 a), "Los 21 empresarios más destacados de Chile", N° 260, Santiago, noviembre.

SUPERINTENDENCIA DE ADMINISTRADORA DE FONDOS DE PENSIONES, Boletín Estadístico, varios números, Santiago.

Valdés, S. (1994), "¿Regulación una barrera o una garantía?", en F. Larrain (ed.), Chile hacia el 2000, Santiago.

ANEXO

Cuadro A-1
PROGRAMA DE OBRAS: 1997 - 2005

SISTEMA	FECHA	OBRA	POTENCIA INSTALADA (MW)	INVERSIÓN (miles de us\$/mw)
SING	1997	Central Tocopilla 2 (Carbón)	132,4	132400
	Octubre 1997	Central Turbogas	43.5	17400
	Enero 1998	Central Turbogas	43.5	17400
	Marzo 1998	Central Mejillones 2 (Carbón)	150	S/I
	Mayo 1998	Central Patache (Carbón)	150	150000
	Enero 1999	Turbina Diesel	43	S/I
	Enero 1999	Central Carbón	250	250000
	Enero 2002	Central Turbogas	43.5	17400
	Enero 2005	Central Carbón	250	250000
			Total	1105,9
SIC	Octubre 1997	Central Loma Alta	38	41800
	Noviembre 1997	Central SES	359	151720
	Febrero 1998	Central Petropower	48.6	43740
	Mayo 1998	Central Nehuenco	351.2	148000
	Octubre 1998	Central San Isidro	370	370000
	Octubre 1998	Central Rucúe	160	176000
	Marzo 1999	Central Peuchén	72	79200
	Junio 1999	Central Mampil	46.7	23350
	Septiembre 1999	Central Cortaderal	180	250000
	Octubre 2000	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
	Octubre 2001	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
	Abril 2002	Central Ralco	570	641300
	Abril 2002	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
	Abril 2003	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
	Enero 2004	Central Los Cóndores	103	41200
	Abril 2004	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
	Abril 2005	Central a Gas Cielo Combinado	332.4	135680
			Total	4292,9
SEA	1997	Ampliación Central Hidroeléctrica Aysén	1.9+4	2090 + S/I
	1998	Motor Diesel	2	1200
	1999	Central Hidroeléctrica Lago Atravesado	30.6	12000
	2000	Motor Diesel	2	1200
	2004	Motor Diesel	2	1200
			Total	42,5
SEM	1997	Turbina a Gas Natural (Punta Arena)	10	4000
	1997	Motor Diesel (Puerto Natales)	1.02	612
	1998	Motor a Gas Natural (Punta Arena)	2.8	1120
	1998	Motor a Gas Natural (Punta Arena)	2.8	1120
			Total	16,62

Cuadro A-2
PRINCIPALES EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO: FINANCIAMIENTO CON RECURSOS PROPIOS

	En miles de pesos						
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
CHILECTRA							
Utilidades Retenidas	1976637	884855	-2569658	-1843426	488440	1819637	11128900
Depreciación del Ejercicio	2287558	3800668	4917809	5523803	6112347	6656251	8387235
Emisión de Acciones	3322138	2904312	5772478	24671807	5944482	3889676	4125160
Sobreprecio en venta de acciones propias	0	467611	12089564	5604803	662119	973194	0
Total Recursos Obtenidos	28868613	27560398	48885018	69621704	50883430	62910923	92129733
INDICE	26.3	29.2	41.3	48.8	26.0	21.2	25.7
ENDESA							
Utilidades Retenidas	839897	9863946	8304376	17953825	8160218	43794963	-1541911
Depreciación del Ejercicio	16695781	21950852	27865858	32550083	35117398	37732516	40772988
Emisión de Acciones	545120	2195720	2111177	108430	0	63364726	0
Total Recursos Obtenidos	160583042	114032958	126587927	128335057	147387655	248548028	275619997
INDICE	11.3	29.8	30.2	39.4	29.4	58.3	14.2
CHILQUINTA							
Utilidades Retenidas	693490	344997	20218	5753137	3679629	2802817	7175738
Depreciación del Ejercicio	739343	892863	1033810	1050523	1228156	1439920	1754902
Emisión de Acciones	468654	291129	0	0	28767039	22043179	0
Total Recursos Obtenidos	4143699	5218053	6050327	22735806	51180962	35693146	45983856
INDICE	45.9	29.3	17.4	29.9	65.8	73.6	19.4
CHILGENER							
Utilidades Retenidas	3295855	3861837	5156038	5964124	11284450	13161940	23271614
Depreciación del Ejercicio	3151576	4238945	5584844	8640835	9772547	10707607	11619976
Emisión de Acciones	4694	0	218013	46551239	48464228	28318560	0
Total Recursos Obtenidos	36681112	41871764	29143819	68091605	119682736	249945707	54515097
INDICE	17.6	19.3	37.6	89.8	58.1	20.9	64.0

Fuente: Memorias Anuales empresas eléctricas, Estado de cambio en la posición financiera.

INDICE: (utilidades retenidas+depreciación del ejercicio+emisión de acciones+sobreprecio en venta de acciones)/total recursos obtenidos.

Diagrama 1

**PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN LA CAPACIDAD INSTALADA
DEL PARQUE GENERADOR EN CHILE**

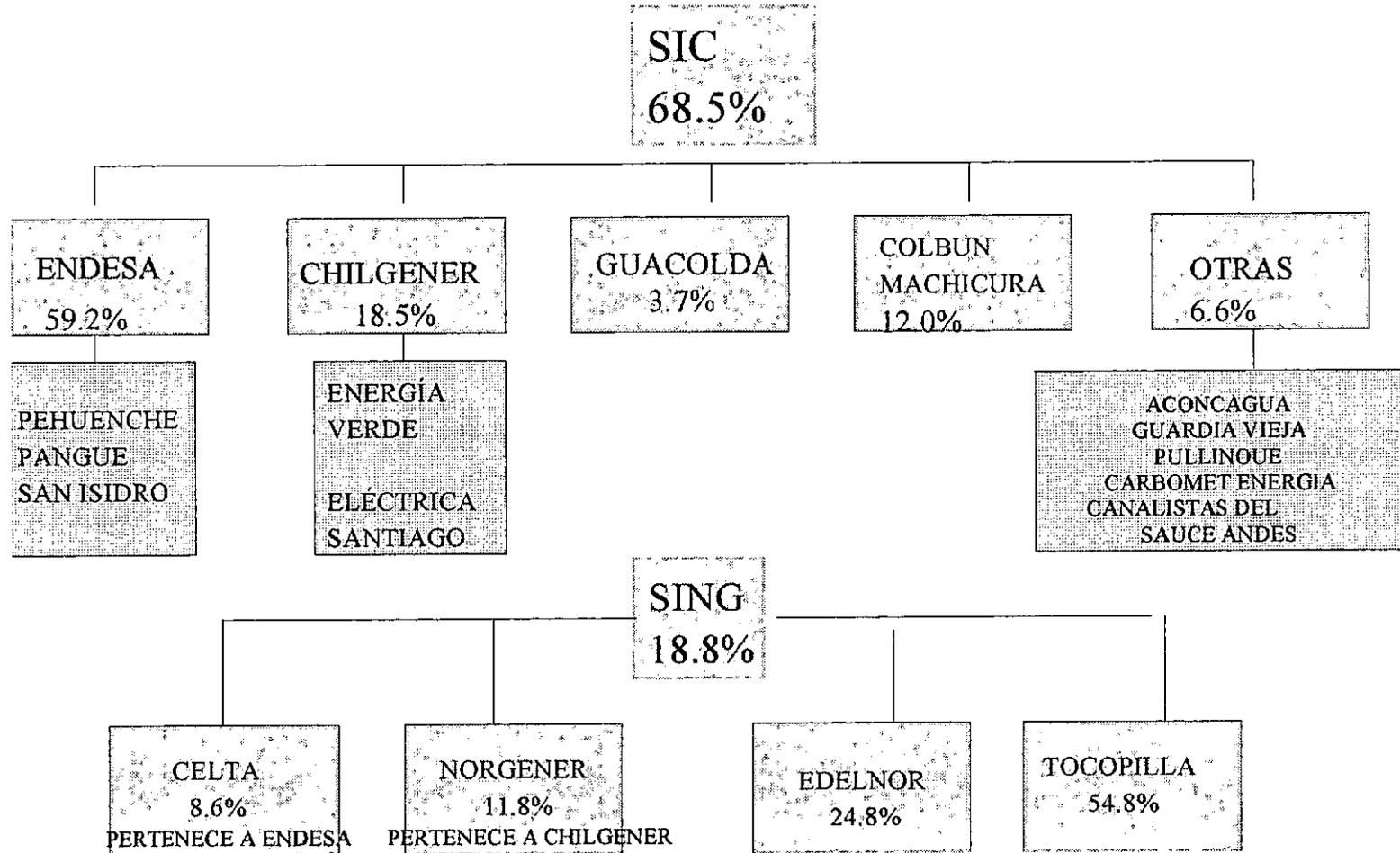
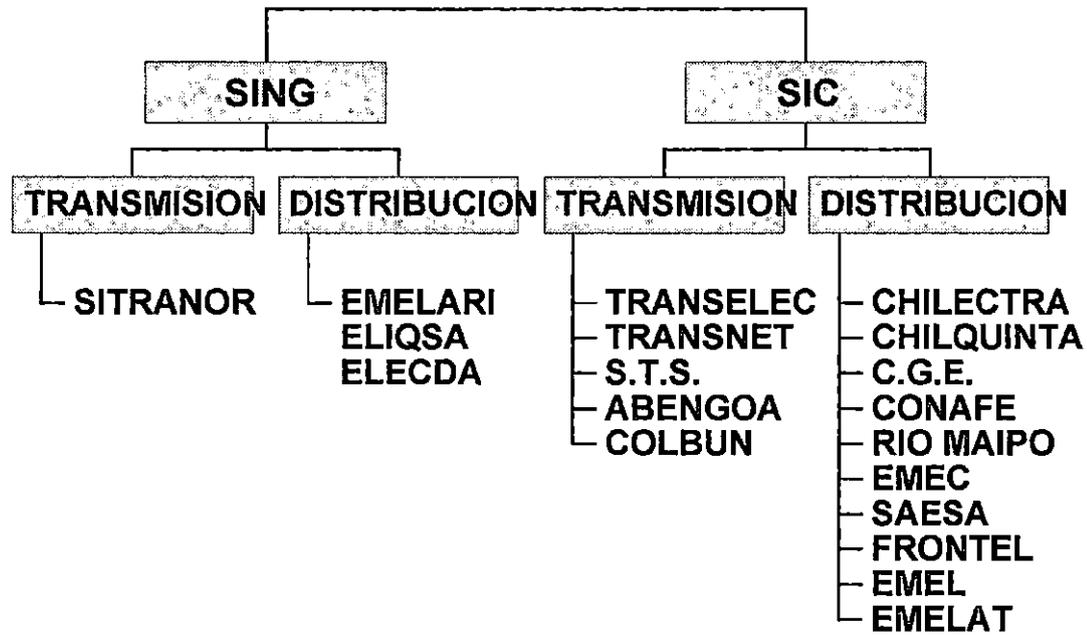


Diagrama 2

**PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN LA
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CHILE**



08027

333.493 2
1696
c1



Moguillansky, Graciela

AUTOR

La Gestión Privada...

TITULO

FECHA

NOMBRE

FIRMA

16/03/01

~~Cristián Díaz~~

333.493 2
1696
c1



AUTOR Moguillansky, Graciela

TITULO La Gestión privada...

Nº TOP. 08027