

Distr.
RESTRINGIDA

LC/R. 1491
23 de enero de 1995

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ESTUDIO SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LAS
EMPRESAS ELÉCTRICAS EN CHILE */**

*/ Este trabajo fue preparado para la División de Recursos Naturales y Energía de la Comisión para América Latina y el Caribe (CEPAL) por el Consultor, señor Patricio Leighton, en el marco del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ sobre Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe. Las opiniones expresadas en este documento son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

95-1-59

INDICE

Página

1.	Introducción.....	1
2.	Antecedentes.....	1
3.	Consideraciones generales.....	2
4.	Breve reseña histórica, legislación y conceptos técnicos descripción del sector, su propiedad, principales valores estadísticos del sistema eléctrico chileno.....	4
4.1	Historia.....	4
4.2	Legislación y conceptos técnicos descripción del sector, su propiedad, principales valores estadísticos.....	5
4.2.1	Datos de empresas de generación del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.....	8
4.2.2	Datos de empresas de generación del Sistema Interconectado Central, SIC.....	9
4.2.3	Crecimiento histórico de Chile de energía eléctrica, comparación con producto geográfico bruto.....	9
4.2.4	Empresas de distribución eléctrica y su porcentaje de la energía distribuida del país.....	11
4.3	Sistema actual tarifario chileno, vigente desde 1982.....	11
4.3.1	Precios libres, competencia, negociación, situación actual y perspectivas (no regulados).....	14
4.3.2	Rentabilidades del sector, expectativas.....	16
4.3.2.1	Precios de la energía pasado inmediato.....	16
4.3.2.2	Estimaciones futuras, cálculos de CNE precios en nudo Alto Jahuel, Cerro Navia.....	18
5.	Indicadores que permitan medir la eficiencia de las empresas eléctricas públicas.....	18
6.	Enfoque conceptual sobre como debe ser abordado el problema de la eficiencia de las empresas públicas. Criterios e indicadores que permitan verificar suficiencia.....	23
7.	Contrastar el marco conceptual con la evolución de los resultados de las empresas públicas, precisando algunos aspectos.....	24
8.	La eficiencia de las empresas públicas en comparación a empresas privadas similares.....	25
9.	Resumen y conclusiones.....	26
	Anexo N°1: Proceso de privatización en Chile.....	28
	Anexo N°2: Comentarios referente a la aplicabilidad y resultados históricos de los precios de nudos y los costos marginales instantáneos.....	43
	Anexo N°3: Comentarios referente a la aplicación del sistema de fijación tarifaria de distribución.....	45

1. INTRODUCCION

Con fecha 19 de Agosto de 1994 las Naciones Unidas, CEPAL procedió a contratar los servicios profesionales del suscrito, Patricio Leighton, en adelante El Consultor, con el objeto de efectuar una trabajo para el proyecto OLADE- CEPAL - GTZ, ENERGIA Y DESARROLLO EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE.

El resumen de los términos de referencia elaborados por la CEPAL son los siguientes:

1.- Elaborar un conjunto de indicadores que permitan medir la eficiencia de las empresas públicas de electricidad.

2.- Analizar en qué medida las reformas económicas y las que se aplicaron en el sector energético favorecieron la eficiencia de las empresas públicas de electricidad.

3.- Analizar los principales aspectos de la gestión de las empresas públicas de electricidad, con especial referencia al caso COLBUN y precisar los aspectos que demandarían la aplicación de medidas correctivas.

4.- Sistematizar las experiencias que podrían ser recogidos por otros países de la región.

2. ANTECEDENTES

Se ha contado con los siguientes elementos y antecedentes para realizar el trabajo:

- Informes de resultados de empresas eléctricas de la Escuela de Administración, Universidad Católica de Chile.
- Estadísticas de Operaciones CDEC-SIC 1985-1993
- Informe Anual de Explotación de Colbún-Machicura 1991-1992-1993.
- Memoria Anual de Colbún-Machicura, 1990-1991-1992-1993.
- Documentos y Estadísticas de OLADE, Mayo de 1993.
- Publicación de Boletín Asociación de Ingenieros de Colbún-Machicura S.A.

- Entrevistas varias con los oficiales de CEPAL, Srs. Fernando Sánchez Alvabera y Hugo...., con el representante de la Comisión Nacional de Energía Sr. José Antonio Ruiz.
- El trabajo se realizó en Santiago de Chile y se contó con antecedentes y datos propios del Consultor.

3. CONSIDERACIONES GENERALES

Es difícil evaluar en cualquier sector las conveniencias de la propiedad estatal y la privada, pero hay sectores donde las ventajas resulten claras y definidas. Esta evaluación debe hacerse en el contexto de tiempo, políticas y evolución social. Resulta particularmente difícil la evaluación en el caso de la energía y en un país en desarrollo.

Desde hace bastante tiempo que se debate en torno al punto, y en opinión del Consultor todo gira en torno al marco jurídico, político, económico, regulación, ecológico-ambiental, tecnológico, progreso técnico, laboral y su legislación, grado de desarrollo de un país, usos y costumbres, y entorno social.

Si transcurriese el tiempo, unos cincuenta años, y alguien observara los balances económicos de las empresas, que por ley en Chile se deben publicar en los periódicos, y mirara los resultados de las empresas estatales en el período de 1970 a 1973, diría que eran extraordinariamente eficiente comparadas con sus similares privadas. Por el contrario, si se hiciese lo mismo entre los años 1984 a 1990, el juicio sería inverso. La razón de esto es que las legislaciones y los entornos eran exactamente opuestos y los gobiernos correspondientes tenían propósitos políticos de probar o hacer prevalecer un modelo sobre el otro.

El presente estudio estará enfocado a evaluar el sector energético y el contexto o aporte al crecimiento con equidad y la sustentabilidad de este desde un punto de vista ecológico. Se presume que se pueden compatibilizar los objetivos mencionados para estructurar políticas coherentes que logren en el tiempo resultados equilibrados. No obstante hay que admitir que todos los actores pretenden tener razones para hacer predominar alguno de estos factores pensando que el resultado final en el tiempo es óptimo por ésta o éstas preponderancias que se defienden o impulsan.

Actualmente se asume que la vigencia de condiciones competitivas facilita el crecimiento, la equidad y la

sustentabilidad. Esto es la moda o modelo imperante, casi sin contrapeso, el que sustenta algo diferente es retrógrado, inepto, fanático y otros epítetos más fuerte. Los defensores de otros modelos o políticos antiguos, han pasado a "evolucionar", "renovarse" o con todo desenfado negarse o sencillamente cambiar los nombres de los movimientos sociales e incluso transformarse en tenaces enemigos de lo que sustentaron. Una cosa es la evolución en el tiempo y otra cosa muy diferente es el cambio interesado o comprometido.

Como se ha indicado el entorno y los hombres que lo componen es lo que hace que una empresa privada o estatal sea eficiente o no.

Es necesario señalar que con respecto a la "ola" de triunfo de la teoría de asignación de recursos por parte del mercado, se ha buscado por parte de sus modernos ideólogos justificar que estas doctrinas son imbatibles y aplicables en cualquier condición, tiempo y circunstancia. Hasta vemos como se aplican para combatir modernamente a las guerrillas y se recurre a comprar las armas en manos de combatientes, terroristas o defensores de posiciones antagónicas. Todo tiene precio y se puede evaluar, las teorías y técnicas de las probabilidades y estadísticas se manejan con o sin fundamento, la cosa es sustentar y luchar en todos las áreas contra cualquier vestigio de comunitarismo, por pequeño e insignificante que sea.

Los sistemas comunes que hacen que un país sea país, como caminos, agua, energía, salud, defensa, educación, bandera, patria, hacen y hacían difíciles de "extirpar" las raíces comunitarias y era necesario elaborar teorías y aplicarlas para sacar estas actividades del área estatal (comunitaria). Existía el peligro que en medio del movimiento mundial mercadista y privatizador existieran partes, lugares o actividades donde el modelo no fuera aplicable y de ahí esa "semilla" volviera a crecer. Se recurrió a antiguos estudios y concepciones económicas tarifarias interesante, los cuales fueron usados por la impotencia de hacer valer las leyes del mercado ante los monopolios naturales, los monopolios provocados y otros llamados monopolios naturalizados.

Los conceptos emitidos por el Consultor no significan que se esté en contraposición con muchas de las teorías y prácticas económicas en aplicación, lo que se afirma es que con respecto al concepto de empresas estatales de producción no ha habido una análisis y tratamiento ecuánime y las decisiones son tomadas por definiciones políticas, pero no por razones técnicas o conveniencias económicas. No se ha tenido la voluntad y la imaginación para crear nuevos esquemas de

propiedad que resulten mejores para países en desarrollo en la transición de los esquemas económicos.

Antes de entrar en el análisis detallado de las empresas de energía eléctrica el Consultor cree conveniente señalar que para un análisis exhaustivo del tema en general es necesario entender los conceptos básicos de la ingeniería eléctrica y los fenómenos físicos que ésta involucra. Un error muy corriente es el asimilar esta actividad a otras, en circunstancia que el producto de esta actividad es uno muy complejo, lo que se obtiene es un "vector" que cuenta con muchos elementos interrelacionado.

Como resulta obvio todas las consideraciones de operación del sector eléctrico están basadas en la experiencia del Consultor como Director de la empresa estatal Colbún - Machicura S.A. y su experiencia en niveles ejecutivos desempeñados en el sector privado.

4. BREVE RESEÑA HISTORICA, LEGISLACION Y CONCEPTOS TECNICOS DESCRIPCIÓN DEL SECTOR, SU PROPIEDAD, PRINCIPALES VALORES ESTADÍSTICOS DEL SISTEMA ELECTRICO CHILENO.

4.1 HISTORIA

Entre los años 1935 a 1940 se estructura un plan nacional de electrificación y se plantea un plan de obras para ser construidas entre 1940 a 1950, todas con participación parcial mayoritaria o total del Estado.

En 1959 se dicta un decreto ley llamado # 4 y que corresponde a la tercera ley eléctrica y que en los aspectos técnicos y reglamentarias no presenta cambios con respecto a las legislaciones anteriores del año 1925 y 1931. Se enfatiza el sistema tarifario; fijando como esquema una tarifa tal que asegure una rentabilidad contable máxima de 10% y se determina dado el período de gran inflación, una reajustabilidad anual de los precios.

El desarrollo de los proyectos es creciente y correspondiente a la industrialización del país, pero las grandes realizaciones energéticas se efectúan entre 1968 a 1985.

En 1978 se crea la Comisión Nacional de Energía, la cual cambia sustancialmente las políticas tarifarias mediante el Decreto Ley # 1 de 1982, haciéndolas atractivas para los dueños de empresas e inversionistas y fijadas en bases teóricas de rentabilidades sobre valores nuevos de reemplazo,

costos marginales de corto plazo y rentabilidades de 10% con rangos asegurados. Junto con este esquema se produce una separación teórica de actividades de distribución y generación. Además se efectúan separaciones de activos de generación con el objeto de facilitar una privatización.

El cambio del gobierno autoritario en 1990, sorprende al proceso de desregulación y privatización en sus etapas finales. Antes de la transferencia del poder al nuevo gobierno democrático, se hacen las últimas modificaciones legales para asegurar y consolidar las privatizaciones con leyes que reglamentan y aseguran la rentabilidad de la actividad de transmisión. Solamente quedan en manos estatales las empresas:

- Colbún-Machicura S.A., con capacidad de generación hidráulica de 490 MW, ubicada en el Sistema Interconectado Central.
- Edelnor S.A., empresa de generación y transmisión de 92 MW, ubicada en el Sistema Interconectado del Norte Grande.
- Edelayesen S.A., empresa de generación, transmisión y distribución de 6 MW de capacidad, ubicada en el Sistema del Sur, en Aysen.

Como el caso a tratar en este estudio es de un enfoque preferente hacia Colbún-Machicura S.A., vale la pena señalar el antecedente histórico que la estrategia del gobierno autoritario en el sector fue el de constituir filiales de la empresa estatal "holding" ENDESA, para facilitar su privatización. El acontecer político sorprendió al gobierno con resultados adversos y tiempos limitados, por lo que se apresuró y se prefirió privatizar la "holding" ENDESA, de modo que solo por prioridad, accidente y falta de tiempo quedó Colbún-Machicura S.A. en el sector estatal.

4.2 LEGISLACION Y CONCEPTOS TECNICOS DESCRIPCIÓN DEL SECTOR, SU PROPIEDAD, PRINCIPALES VALORES ESTADÍSTICOS.

Hay que distinguir que en Chile hay una diferencia legal entre un Decreto Ley y una Ley. El Decreto ley es una ley que la dicta con autorización del Parlamento el Presidente de la República, en cambio una Ley es dictada por el propio Parlamento. En Chile las legislaciones energéticas han sido en su gran mayoría del tipo Decreto Ley, especialmente durante el período en que no existió un Parlamento.

Técnicamente el sector se divide de acuerdo a las funciones que se cumplen en la actividad eléctrica.

Generación, Transmisión y Distribución. Esta subdivisión de la actividad eléctrica es la misma que se presenta en otras actividades de servicio público como el agua, comunicaciones y gas.

La generación es aquella actividad por la cual mediante elementos electro-mecánicos se produce energía eléctrica la cual puede ser transportada por medio de conductores. La distribución consiste en la actividad de entregar la energía eléctrica a los usuarios menores.

La generación puede ser hidráulica, térmica, eólica, geotérmica, nuclear y básicamente consiste en transformar la energía potencial en energía mecánica y esta a su vez en energía eléctrica.

La transmisión consiste en la conducción eléctrica de la energía generada hacia los centros de consumos. Esta situación es equivalente a que la energía eléctrica es transportada y queda en circunstancia de ser comercializada en forma "mayorista".

La actividad de distribución consiste en que mediante redes eléctricas se entrega la energía a los usuarios finales.

Chile se ha dividido de Norte a Sur en sistemas eléctricos en que se interconectan generadores a través de transmisiones comunes y a su vez zonas de distribución por ciudades. Las zonas se diferencian porque están interconectadas físicamente entre sí, pero a su vez aisladas entre los distintos sistemas.

Los cinco sistemas interconectados y sus características generales a 1993, son:

SISTEMA INTERCONECTADO	ZONA	LARGO KM	ENERGIA ANUAL, GWH	POTENCIA MW
NORTE GRANDE "SING"	ARICA A ANTOFAGASTA	600	3.400	876
CENTRAL, "SIC"	TALTAL A CHILOE	2.000	17.500	3.800
PALENA	CHAITEN A PUYUHUAPI	230	3	1
AYSEN	COYHAIQUE	250	40	8
PUNTA ARENAS	PUNTA ARENAS	30	100	23

Dentro de la descripción del sector hay que señalar la organización gubernamental de regulación y control. La legislación pertinente está contenida en el "**DECRETO LEY # 1, 1982**", "**LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS**" y el llamado "**DECRETO N° 6 DE 1985**"

El DFL N° 1/82 es la legislación básica que reglamenta la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por intermedio de este órgano legal se especifica las formas tarifarias de aquellos consumos que están regulados.

La Ley General de Servicios Eléctricos, da el marco referencial del aspecto de control técnico.

El llamado "DECRETO N° 6" es el que determina la reglamentación para que los sistemas interconectados operen coordinadamente a mínimo costo, en sus medios de generación y transmisión a través de los llamados "Centros Económicos de Despacho de Carga", CDEC. También reglamenta la forma de operación, los trasposos de energía entre generadores y la seguridad de los sistemas.

Los organismos y sus funciones son :

MINISTERIO COMISION NACIONAL DE ENERGIA:

- * Estudio y propone los cambios de las leyes y decretos pertinentes.
- * Realiza los estudios de fijación de los llamados precios de nudos cada seis meses y los precios de valor agregado de distribución cada cuatro años.
- * Efectúa la planificación de obras en el llamado "Plan de Obras" y en los casos de surgir las llamadas divergencias en el CDEC las estudia y da su opinión al Ministerio de Economía.

MINISTERIO DE ECONOMIA:

- * Promulgar los Decretos de concesiones tramitados y con informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustible.
- * Promulgar los Decretos de fijación tarifario efectuados por la Comisión Nacional de Energía en lo que se refiere a los precios de nudos cada seis meses y los de valores agregados y sus fórmulas tarifarias para la distribución cada cuatro años.
- * Solucionar con informe de la Comisión Nacional de Energía las divergencias que se plantean en los CDEC.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLE:

- * Esta entidad es dependiente del Ministerio de Economía.
- * Controla que se cumplan las normas, reglamentos y especificaciones técnicas.
- * Maneja y otorga las peticiones de concesiones.
- * Recibe y revisa datos de las fijaciones tarifarias tal como los Valores Nuevos de Reemplazo y Costos de Explotación para los valores agregados de Distribución.
- * Supervisa que las tarifas que estén vigentes estén de acuerdo con los Decretos del Ministerio de Economía.

MINISTERIO DE PLANIFICACION:

- * Previo informe de la CNE determina los proyectos de inversión de las empresas con propiedad del Estado en el sector.

MUNICIPALIDADES:

- * Administran los permisos para el tendido de líneas o instalaciones de energía no sujetas a concesión y que utilicen Bienes Nacionales de Uso Público.
- * En los casos de sistemas pequeños, menores de 1500 KW, fijan las tarifas de acuerdo con proposiciones de la Empresa Eléctrica interesada en dar servicio.

4.2.1 DATOS DE EMPRESAS DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE, SING.

Para dar el marco propio de los sistemas y la relación de propiedades se indican las capacidades de generación y sus composiciones de generación hidráulica y térmica.

CAPACIDADES DE GENERACION A 1993, KW

EMPRESA	HIDRO	TERMICA	TOTAL
EDELNOR, Empresa 46% Estatal.	11.160	81.128	92.440
ENDESA, Empresa Privada	0	72.880	72.880
CODELCO, Empresa minera 100% Estatal, Parte Serv. Público	0	101.000	101.000
OTROS, Serv. Público	0	1.490	1.490
CODELCO (Para su uso)	0	464.000	464.000
OTROS (Para sus usos)	1.660	149.230	150.890
TOTAL	12.820	862.880	875.700

4.2.2 DATOS DE EMPRESAS DE GENERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, SIC.

CAPACIDAD DE GENERACION A 1993, MW

EMPRESA	HIDRO	TERM	TOTAL
CHILGENER S.A., Privada.	245	512	757
ENDESA, Privada.	1.603	326	1.928
PEHUENCHE SA, Privada.	500	0	500
COLBUN-MACHICURA SA, 95 % Estatal	490	0	490
PULLINQUE, PILMAIQUEN, GUARDIA VIEJA, FLORIDA, CARBOMET, ACONCAGUA AUTOPRODUCTORES. Privadas.	156 83	5 285	161 368
TOTAL	3.054	1.068	4.123

4.2.3 CRECIMIENTO HISTORICO DE CHILE DE ENERGIA ELECTRICA, COMPARACION CON PRODUCTO GEOGRAFICO BRUTO.

Del cuadro a continuación se observa que en los años 1973 hasta 1979, una caída del PGB por la crisis de gobierno de 1970 a 1973, en cambio la demanda eléctrica se recupera más rápidamente, aunque se manifiesta en forma muy pronunciada una disminución del consumo eléctrico en 1975.

El segundo período crítico económico se produce entre los años 1980 a 1982, debido a una gran cantidad de errores macroeconómicos. La incidencia sobre la demanda eléctrica sólo se manifiesta en 1982, pero en forma muy pronunciada.

AÑO	PGB US\$/HAB	DEMANDA KWH/HAB	GENERAC. ANUAL, GWH	CRECIM. ANUAL %	CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL %
1970	2,121.2	664.6	7.551	0	0
1971	2,266.2	731.3	8.526	12.9	12.9
1972	2,202.6	759.2	8.936	4.7	8.8
1973	2,052.0	728.5	8.769	-1.9	5.1
1974	2,051.9	772.3	9.300	6.1	5.3
1975	1,769.5	708.2	8.735	-6.0	3.0
1976	1,806.2	742.3	9.278	6.2	3.5
1977	1,938.9	769.4	9.779	5.4	3.8
1978	2,058.7	809.9	10.361	6.0	4.0
1979	2,188.0	852.1	11.133	7.5	4.4
1980	2,314.8	876.5	11.751	5.6	4.5
1981	2,411.0	889.9	11.977	1.9	4.3
1982	2,074.9	861.0	11.872	-0.1	3.8
1983	2,012.0	876.0	12.624	6.3	4.0
1984	2,089.4	932.5	13.497	6.9	4.2
1985	2,100.2	951.7	14.039	4.0	4.2
1986	2,183.9	992.0	14.820	5.6	4.3
1987	2,270.1	1,037.4	15.637	5.5	4.4
1988	2,398.7	1,082.0	16.915	8.2	4.6
1989	2,590.0	1,152.2	17.811	5.3	4.6
1990	2,598.5	1,171.5	18.374	3.2	4.5
1991	2,705.4	1,262.3	19.961	8.6	4.7
1992	2,915.8	1,351.3	22.362	12.0	5.0

4.2.4 EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA Y SU PORCENTAJE DE LA ENERGIA DISTRIBUIDA DEL PAIS

Para observar la importancia de los mercados de energía regulada se da la propiedad de la distribución de la energía. Algunas de estas empresas tienen propiedades conjuntas y otras presentan integración vertical, siendo el caso más destacado el de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. y Eléctrica del Río Maipo S.A. que tienen unión de propiedad con ENDESA (Generadora del 60% y transmisora del 100% del sistema SIC).

NOMBRE DE LA EMPRESA	% ENERGIA DEL PAIS
Eléctrica de Arica S.A.	1.1
Eléctrica de Iquique S.A.	1.2
Eléctrica de Antofagasta S.A.	2.7
Eléctrica de Atacama S.A.	2.5
Eléctrica de Coquimbo S.A.	3.1
Chilena Distribución Eléctrica V Reg.SA	7.1
Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	2.9
Eléctrica de Casablanca y Cía	0.00005
Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A.	49.8
Eléctrica del Río Maipo S.A.	5.8
Eléctrica de Colina S.A.	0.001
Eléctrica Municipal de Til-Til	0.0001
Eléctrica de Puente Alto Ltda.	0.004
Sociedad Eléctrica Pirque S.A.	0.0003
Elec.Melipilla, Colchagua y Maule	1.6
General de Electricidad Industrial	13.5
Eléctrica del Sur S.A.	0.006
Eléctrica de la Frontera S.A	2.1
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	3.9
Eléctrica de Aysén S.A.	0.003
Eléctrica de Magallanes S.A.	0.02

4.3 SISTEMA ACTUAL TARIFARIO CHILENO, VIGENTE DESDE 1982.

La tarificación en Chile no es regulada o fijada para los consumos sobre 2.000 KW. Para los consumos menores el DFL N° 1 de 1982, fija las condiciones de tarificación. Este cuerpo legal establece como condición elemental que las tarifas básicas deben entregar las señales de precios adecuadas que cubran los costos reales de suministro de ella, tanto para las actividades de generación, transporte y distribución, como un precio justo para los consumidores.

La fijación tarifaria de potencia y energía en los nudos de alta tensión de los sistemas interconectados, donde

compran energía las empresas de distribución, es efectuada semestralmente por la autoridad con participación de las empresas, con un criterio marginalista. Para la energía los cálculos están basados en un modelo computacional que toma en cuenta los costos marginales de operación del sistema actual, pero también tomando en cuenta las futuras inversiones, la operación del lago de regulación interanual, la aleatoriedad de las hidrologías y el costo de la energía fallada.

El precio de nudo de la energía corresponde a un promedio ponderado de costos marginales de operación, futuros y esperados. El precio de nudo de la potencia corresponde al costo de la inversión marginal óptima necesaria para abastecer la demanda máxima del sistema.

La base de la forma de tarificación es tal que se determina para las condiciones económicas óptimas y suponiendo ausencia de economías de escala del conjunto generación-transmisión. Los precios así obtenidos financian los costos de operación y dan un excedente que renta las inversiones de generación y transmisión con una tasa de 10%. La estructura de precios se logra con un "Plan Indicativo de Obras" de desarrollo que hace la Comisión Nacional de Energía, en que se minimiza el costo futuro actualizado de las inversiones, de operación y costos de falla. El costo de falla es el costo que tiene la energía eléctrica cuando falta o se raciona.

Los precios de nudos de energía y potencia que se determinan en el "centro de carga" (Santiago, Cerro Navia, Alto Jahuel para el SIC y Cruceros para el SING) se refieren a los otros puntos o nudos geográficos por la vía de "modularlos" tomando en cuenta las pérdidas marginales de transmitir la potencia y energía.

A los precios de nudos así referidos se agregan los costos medios de los sistemas de "subtransmisión" o radiales.

Los precios de nudos calculados en cada fijación semestral no puede diferir en más o menos de un 10% del promedio del precio de la energía transada a precios libres. En caso que los precios así calculados difieran en más o menos de este porcentaje las tarifas deben ser corregidas para que estén dentro del límite fijado.

En los precios de nudos se fijan las incidencias de reajustabilidad tal como el precio del dólar, precio del petróleo, variación de la energía embalsada esperada, precio del carbón, índice de sueldos y salarios, índice de precios al por mayor. Estas fórmulas de reajustes se determinan cada seis meses y se aplican cuando entre dos fijaciones la desviación

sobrepasa el 10% del valor fijado al comienzo del período.

Los ingresos que obtiene las empresas generadoras de los precios de nudos y de los clientes libres por concepto energía y potencia son para su beneficio, pero deben pagar a las empresas de transmisión un peaje por el uso de las líneas y para estos efectos se determina el costo de peaje básico. Este peaje es fijo y correspondiente al uso de la "zona de influencia", es un especie de derecho de conexión, además se pagan peajes adicionales por el abastecimiento de clientes fuera de su zona de influencia.

El concepto de zona de influencia, que la ley define, es el que es aquella zona de transmisión o conjunto de instalaciones de la misma que directa y necesariamente son afectados por las inyecciones de potencia y energía de la central generadora en cuestión.

En el Anexo N° 2 se indican algunos comentarios referente a la aplicabilidad y resultados históricos de los precios de nudos y los costos marginales instantáneos.

La tarificación en distribución es determinada por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años y básicamente estas tarifas son las de calcular el "valor agregado de distribuir la energía". Estas tarifas se calculan sobre una rentabilidad real anual de 10% sobre la inversión considerada a valor nuevo de reemplazo, pero de una empresa modelo de eficiencia técnica y económica operando adaptada a la demanda. Además se agrega los costos de operación y mantención. Se toman como modelo y se asimilan a ellas tres tipos de densidad de consumo: Urbana alta densidad, Urbana mediana densidad y rural de baja densidad.

Los estudios son efectuados independientemente por las empresas y la Comisión Nacional de Energía, los cuales son ponderados en la proporción 1/3 y 2/3 para tener el valor final. El valor final debe ser tal que las tarifas aplicadas al conjunto de empresas de distribución de rentabilidades entre un 6% a un 14%. Si esto no ocurriese se debe hacer los ajustes necesarios para que esto ocurra o por defecto o por exceso. Los clientes de distribución de condición regulada tienen una tarifa igual a la suma de los precios de nudo de energía y potencia y del valor agregado de la distribución, incluyendo las pérdidas de energía y potencia en las redes de distribución.

En el Anexo N° 3 se indican algunos comentarios referente a la aplicación del sistema de fijación tarifaria de distribución.

4.3.1 PRECIOS LIBRES, COMPETENCIA, NEGOCIACIÓN, SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS (NO REGULADOS).

Como se ha mencionado de acuerdo a la legislación Chilena, DFL N°1/1982 contempla que los que usan, requieren o demandan más de 2.000 KW son clientes libres no sujetos a regulación de precios y pueden comprar o pactar sus condiciones como lo estimen conveniente. Para esto estos usuarios tienen que recurrir a los generadores y que como se vio anteriormente depende del sistema interconectado donde estén y la ubicación geográfica del usuario es la factibilidad de abastecerse.

La alternativa adicional que tiene el cliente libre es la de generar su propia energía y este es la condición más desfavorable y la cual los generadores barajan para negociar sus precios.

La condición de ubicación en la red, acceso a los nudos o bien posición en redes radiales hacen que las posibilidades se dificulten. De acuerdo a la parte de peajes por uso de líneas, la legislación contempla un pago fijo a cada central por el uso de la llamada "zona o área de influencia". Si un cliente está en esta zona de una central o su situación es tal que su consumo y abastecimiento va en "contra corriente" del flujo del sistema, el costo adicional de peaje para la generadora es nulo y por lo tanto puede abastecer a costo muy bajo. De otra parte esta condición tendría que ser coincidente con otra central para que estas compitan en este abastecimiento, pero si sólo hay una y la otra está fuera de su peaje básico, la primera deja para sí este costo diferencial al no tener alternativa el cliente.

Sobretudo en el caso del SIC y en una forma más compleja en el SING, cuando el dueño de la transmisión es a su vez generador tiene la ventaja de poder ofrecer una condición mejor y que el cliente ponderará mejor, puesto que a igualdad de condiciones se supone que el servicio de la línea va a ser servido con mayor atención por quien tiene la propiedad de la generación y de la transmisión.

Resulta obvio que si se produce una alternativa de un cliente para ser abastecido por dos generadores, el generador que tiene que dar el precio del peaje por ser dueño de la transmisión y además va a ser el que de el servicio de transmisión tiene una ventaja comparativa muy grande y así se ha dado en la práctica, produciéndose un selección de contratos "buenos" a favor de ENDESA y aquellos menos favorables para Colbún-Machicura. Chilgener permanece como

neutral puesto que tiene mayoritariamente generación térmica y no usa directamente la red de transmisión.

No obstante las dificultades anteriores, se han planteado negociaciones por parte de los generadores. Al principio el sistema en alguna proporción ha funcionado, pero a medida que las condicionantes de peajes se van presentando y los generadores van teniendo más contratos la oferta disminuye y la negociación se hace más restringida en favor del generador que es dueño de la transmisión.

Los clientes no tienen un claro conocimiento que las condiciones contractuales son libres y que pueden pactar lo que las partes estimen conveniente. Hay una tendencia a creer que las tarifas no son libres y que las condiciones son las equivalentes a las de los sistemas regulados. Las ofertas a veces se hacen en función de las fijaciones tarifarias, dando precios relacionados como: "precio de nudo más o menos X por ciento". Las referencias a su vez de los precios en función del punto a suplir se hacen exactamente de acuerdo a los pliegos de tarifas reguladas.

En forma total ENDESA usó, en un comienzo de la aplicación de la legislación, sobretodo en el sistema SIC, un sistema de contratos que pudieran ser llamados de tipo por "adhesión", es decir el cliente discute y acuerda todas las condiciones, menos los precios que los fija el suministrador cuando este lo determine a su voluntad. El cliente de otra parte se obliga a comprar. Este tipo de contrato por la operación del mercado han ido desapareciendo, pero aproximadamente un 50% de la energía del SIC que se vende a clientes libres, aún tienen esta condición.

La situación anterior es bastante conflictiva, puesto que el sistema incentiva una espiral de alza de precios, puesto que en los procesos de fijación de precios regulados a las distribuidoras se establece que los precios regulados deben estar dentro de un margen de más o menos 10% de los libres. En caso contrario estos deben modificarse para que esto suceda. Hay un incentivo negativo a subir los precios libres por su implicancia con los regulados.

No obstante lo anterior hay una serie de condiciones eléctricas que se pueden pactar tales como:

-Potencia, Cantidad de energía, Voltajes a los cuales comprar, financiamiento de obras, aportes reembolsables, restricciones o modulaciones de demanda, casos estacionales, energía reactiva, retrocompra para los autogeneradores o cogeneradores.

4.3.2 RENTABILIDADES DEL SECTOR, EXPECTATIVAS.

La tasa expuesta en todos los acápite de la legislación chilena para las actividades reguladas es la del 10% real anual. Cada una de las actividades generación con sus costos marginales esperados, son actualizados con una tasa del 10%, la rentabilidad de los activos de transmisión basada en "Valores nuevos de Reemplazo", también están basados en la misma tasa y la legislación en el área de distribución está asegurada también con un 10% real anual sobre los valores nuevos de reemplazo, tomando en cuenta los costos y activos de una empresa modelo de eficiencia. Además es permitido una revisión de conjunto de todas las distribuidoras donde la rentabilidad sobre todos los Valores Nuevos de Reemplazo y con los costos de operación reales no debe variar en +/- 4%, o sea un límite de 6% a 14%.

En otro acápite donde se explicita la rentabilidad es en la forma de definir el "Plan de Obras" en que las situaciones de cada proyecto se ingresan con sus datos pero la determinación de costos mínimos se efectúa con una tasa de actualización del 10%.

Al observar los balances de resultados de las empresas distribuidoras se observan rentabilidades sobre patrimonios que fluctúan entre el 30 a 60% anual. Las generadoras con rentabilidades del 4 a 10% y la generadora/transmisora con rentabilidad del 10%. Estas rentabilidades a veces se deforman por ser ellas partes de una "holding" y a su vez tener ellas contratos con empresas relacionadas.

4.3.2.1 PRECIOS DE LA ENERGIA PASADO INMEDIATO

Para las expectativas es útil conocer lo que ha pasado en recientes fijaciones tarifarias.

De acuerdo al sistema tarifario se tiene un cargo de capacidad (demanda), y un cargo por la energía. En el cuadro que se da a continuación se indican los valores que se han tenido últimamente, en la cuarta columna dado que es difícil cuantificar el valor total se da el ejemplo de tarifas resultante para una empresa distribuidora en función de un Factor de Carga estimado como usual y de un valor de 50% (Factor de carga es el cuociente porcentual entre la Demanda media y Demanda Máxima de un cliente).

FECHA DE LA FIJACION	CARGO POR DEMANDA US\$/KW/MES	CARGO POR ENERGIA US\$ MILLS/KWH	PRECIO CON FACTOR 50% US\$MILLS/KWH
ABRIL 1990	3.86	10.377	3.86
OCTUBRE 1990	4.09	9.655	4.09
ABRIL 1991	4.11	10.655	4.11
OCTUBRE 1991	4.19	9.828	4.19
ABRIL 1992	4.11	9.908	4.11
OCTUBRE 1992	3.71	11.074	3.71
ABRIL 1993	3.90	12.710	3.90
OCTUBRE 1993	4.57	13.414	4.57

4.3.2.2 ESTIMACIONES FUTURAS, CALCULOS DE CNE PRECIOS EN NUDO ALTO JAHUEL, CERRO NAVIA

Quando se calculan los precios de nudos también se hacen corridas del modelo con las predicciones futuras, es decir estimando cuales serían los precios de nudos futuros. A continuación damos una de las últimas estimaciones y que permiten observar la estabilidad de los precios regulados:

AÑO	MES	CARGO POR DEMANDA US\$/KW/MES	CARGO POR ENERGIA US\$MILLS/KWH	COSTO MARGINAL US\$MILLS/KWH
1994	EN-FB-MA	4.58	31.0	25.0
	AB-MY-JU	4.58	31.5	25.6
	JL-AG-SE			26.1
	OC-NO-DI	4.58	32.6	26.0
1995	EN-FB-MA			32.3
	AB-MY-JU	4.28	34.4	35.1
	JL-AG-SE			33.9
	OC-NO-DI	4.13	33.4	28.2
1996	EN-FB-MA			35.4
	AB-MY-JU	4.13	32.9	39.6
	JL-AG-SE			40.2
	OC-NO-DI	4.13	31.6	33.5
1997	EN-FB-MA			38.1
	AB-MY-JU	4.13	33.4	32.5
	JL-AG-SE			26.3
	OC-NO-DI	4.13	35.2	23.7
1998	EN-FB-MA			36.3
	AB-MY-JU	4.13	35.1	37.8
	JL-AG-SE			29.9
	OC-NO-DI	4.13	34.9	30.6

5. INDICADORES QUE PERMITAN MEDIR LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS PUBLICAS.

Por los antecedentes mostrados y de acuerdo a la opinión del Consultor los indicadores de eficiencia de las empresas Estatales tiene que ser los normales que se utilizan para medir las empresas privadas y efectuar las consideraciones regulatorias, sociales, políticas que se deseen efectuar con ellas. También debe considerarse las restricciones que tienen las empresas por los estatutos o leyes que dificultan las operaciones de las entidades estatales. Eventualmente hay que valorizar las franquicias

especiales otorgadas.

Los métodos de evaluación son variados y mediante su análisis en el tiempo son posibles de ponderarlos.

El precio de la acción, para aquellos casos en que hay una parte de la propiedad en manos privadas es otro instrumento de evaluación. También la comparación con el estudio de factibilidad original es otro elemento eficaz para medir los resultados.

Los proyectos energéticos hidroeléctricos tienen como característica que el costo de la inversión es lo dominante en la vida del proyecto, los gastos de operación son muy inferiores en comparación a estos, normalmente los gastos o costos de la inversión son 10 a 20 veces los de operación.

Mencionaremos algunos de los distintos métodos de evaluación de una empresa que determinan su valor y expectativas, los cuales al comparar con lo original permitirían establecer los valores y juzgar por sus indicadores la eficiencia de la empresa pública. Para poder compararla contra resultados de similares privadas habría que sacarle el entorno restrictivo o en algunos casos las franquicias o ventajas. En el caso chileno actual son restricciones, reglamentos o leyes que hacen menos eficientes las empresas estatales.

Los métodos conocidos son:

a) Método patrimonial.- Análisis de columnas de balances con sus correspondientes indicadores. Presenta el inconveniente de ser una apreciación estática.

b) Métodos prospectivos.- Tales como relación bolsa/dividendos, modelo de dividendos actualizados, tasas de crecimiento de resultados, modelo de resultados obtenidos (Molodoski), etc.

Estimamos como lo más conveniente el de observar las rentabilidades sobre patrimonio pasadas como un buen elemento o indicador de eficiencia.

Se indican en el Cuadro N°1 adjunto los Indicadores aplicados a cuatro empresas dos privadas y dos estatales. En el Cuadro N°2 se dan las principales cifras del proyecto estatal Colbún-Machicura y su desarrollo en el tiempo desde que se puso en operación.

En resumen los indicadores básicos son:

- VALORES ACCIONARIOS PROYECTADOS.
- MARGEN NETO PROYECTADO.
- RENDIMIENTO PATRIMONIAL PROYECTADO.
- RENDIMIENTO OPERACIONAL PROYECTADO.
- RELACIÓN DEUDA A ACTIVOS PROYECTADA.
- VALOR PRESENTE NETO ACTUAL Y EL PROYECTADO ORIGINAL,
PARA VARIAS TASAS DE DESCUENTO.

**CUADRO N° 1
INDICADORES DE EMPRESAS**

COLBUN (Estatal)	DIC 1989	DIC 1990	DIC 1991	DIC 1992	DIC 1993	DIC 1994
VALOR DE LA ACCION	0.03	0.03	0.11	0.07	0.06	0.08
RENTABILIDAD ACCIONARIA %	(19.2)	55.5	266.3	(38.3)	10.4	
MARGEN NETO %	21.2	69.4	23.4	37.7	8.7	22.0
RENTABILIDAD PATRIMONIAL %	4.8	12.5	3.3	4.9	1.3	4.0
RENTABILIDAD OPERACIONAL %	4.4	5.7	3.2	2.6	3.9	5.0
DEUDA/ACTIVOS %	47.0	41.0	38.0	35.0	35.0	32.0
EDELNOR (Estatal)						
VALOR DE LA ACCION	0.24	0.62	0.78	0.64	0.70	0.84
RENTABILIDAD ACCIONARIA %	104.1	246.6	45.8	(14.9)	25.5	
MARGEN NETO %	(3.8)	12.6	8.5	9.4	11.3	7.0
RENTABILIDAD PATRIMONIAL %	(0.7)	3.1	3.0	3.4	3.7	3.0
RENTABILIDAD OPERACIONAL %	(1.2)	1.4	2.4	2.7	3.5	4.0
DEUDA/ACTIVOS %	2.0	4.0	4.0	3.0	14.0	30.0
ENDESA (Privada)						
VALOR DE LA ACCION	0.07	0.10	0.32	0.37	0.37	0.53
RENTABILIDAD ACCIONARIA %	77.4	71.0	297.9	27.6	19.9	
MARGEN NETO %	30.4	24.0	41.0	59.1	39.8	37.0
RENTABILIDAD PATRIMONIAL %	7.3	6.2	9.9	12.8	10.5	12.0
RENTABILIDAD OPERACIONAL %	5.1	4.9	7.6	7.7	9.2	10.0
DEUDA/ACTIVOS %	39.0	36.0	40.0	41.0	45.0	47.0
CHILGENER (Privada)						
VALOR DE LA ACCION	0.64	0.88	2.27	2.91	3.04	5.72
RENTABILIDAD ACCIONARIA %	127.9	79.6	204.7	36.7	22.0	
MARGEN NETO %	17.9	18.7	17.6	24.9	31.0	28.0
RENTABILIDAD PATRIMONIAL %	8.1	9.1	7.2	7.9	10.0	9.0
RENTABILIDAD OPERACIONAL %	5.5	6.7	6.4	6.7	9.0	9.0
DEUDA/ACTIVOS %	39.0	43.0	41.0	32.0	27.0	34.0

CUADRO Nº 2
RESULTADOS DE COLBUN – MACHICURA AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO, MUS\$

ANO	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
INGRESOS	37,924	40,015	41,598	44,473	46,112	48,729	51,295	57,182
COSTOS	13,765	14,524	15,099	16,142	16,737	17,687	18,619	20,755
COSTOS ADM. Y VENTAS	1,080	1,140	1,185	1,267	1,314	1,388	1,461	1,629
RESULTADOS	23,079	24,351	25,314	27,064	28,061	29,654	31,216	34,798
RESULTADOS NO OPERACIONALES	(26,991)	(49,635)	(54,488)	(47,448)	(28,479)	(24,354)	(15,143)	(27,221)
CORRECCION MONETARIA	(28,496)	(55,667)	71,401	19,386	40,719	16,047	22,449	(1,209)
RESULTADOS ANTES IMPUESTOS	(32,408)	(80,951)	42,226	(998)	40,301	21,347	38,521	6,367
IMPUESTOS	0	0	0	0	1,254	1,893	3,188	(2,098)
UTILIDAD	(32,408)	(80,951)	42,226	(998)	39,047	19,454	35,333	8,687
PATRIMONIO	246,287	177,002	248,044	437,357	453,479	537,850	588,380	651,729
ACTIVOS	751,839	740,104	790,935	828,418	858,955	869,511	903,702	1,001,558
RENTABILIDAD % SOBRE PATRIMONIO	(13.16)	(45.73)	17.02	(0.23)	8.61	3.62	6.01	1.33

6. ENFOQUE CONCEPTUAL SOBRE COMO DEBE SER ABORDADO EL PROBLEMA DE LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS. CRITERIOS E INDICADORES QUE PERMITAN VERIFICAR SU EFICIENCIA.

En el caso de Chile y en particular en el problema de la eficiencia en las empresas públicas, el tema ha sido planteado sobre la base de la idealización del esquema de las empresas privadas. Se han olvidado otros parámetros que pudiesen tener implicancia, como el aspecto social y la meta ha sido la de tener empresas públicas cuya eficiencia se mide en función de los parámetros de las empresas privadas, es decir rentabilidades, sin implicar poderes de regulación, monopolios, metas a corto, largo o mediano plazo, poderes políticos u otros. La política ha sido que cualquier otro elemento en el caso de la tenencia de empresas por el Estado tiene que ser manejado por legislaciones directas, por ejemplo subsidios directos, leyes antimonopolio, etc.

La rentabililidad y todos sus padrones considerados en el tiempo, como flujos de dinero, valores presentes de resultados, son los que se han ido imponiendo como concepto económico para los análisis de las empresas del Estado. No hay otras consideraciones. Ni siquiera las teorías de portafolio y la maxificación de conjunto de inversiones del Estado se considera, sólo se miden los resultados de las empresas una a una.

Este Consultor piensa que debe considerarse todos los aspectos en la definición de los elementos de eficiencias como los valores sociales, la regulación y otros elementos pertinentes a países en desarrollo con niveles de Ingreso Bruto per cápita anual de US\$ 1.000 a 3.000. Lo que si es evidente y pertinente, que la función del Estado en un país desarrollado y de tamaño significativo no es la productiva, pero si no es ésta la condición, el Estado tiene que asumir las mínimas y necesarias funciones posibles. El tamaño del Estado en funciones productivas debe ser limitado y creciente su disminución de acuerdo al progreso del país medido en función del aumento del PIB.

Los indicadores señalados anteriormente son muy importantes y hay que corregirlos para los casos particulares y hacer los análisis de aplicación.

7. **CONTRASTAR EL MARCO CONCEPTUAL CON LA EVOLUCIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS, PRECISANDO ALGUNOS ASPECTOS.**

Como se ha mencionado el sistema de empresas públicas en el sector energía eléctrica ha ido en disminución a partir de 1980 por lo que el objetivo fijado ha sido la privatización constante y por decisión política la reducción del tamaño del sector estatal.

En el período en que las empresas van a ser privatizadas la medida de la eficiencia de la operación es el de someterlas a la comparación con las entidades privadas y exigirles su cumplimiento, pero sin ceder en las trabas que implican legislaciones, reglamentos o normas autofijadas por la autoridad para operar las empresas. Los objetivos no fueron bien explicitados y tampoco compatibles entre sí.

Hay posiciones respecto a las privatizaciones y al manejo de las empresas públicas que son contrapuestas dentro de los esquemas de los gobiernos posteriores al gobierno autoritario. No hay claros conceptos sobre inversiones, aunque ahora último se impone el concepto que las inversiones en empresas públicas tienen que ser efectuadas por la vía de la capitalización suscrita por privados, es una forma de ir privatizando en forma paulatina. Se había llegado al caso de no permitir a las empresas públicas de contar con los fondos propios de las amortizaciones contables, de esta manera se fuerza un deterioro o una obligación de efectuar reparaciones por la vía de la capitalización.

Las restricciones y los recursos disponibles para la empresa pública son muy estrictas por una política severa de disciplina fiscal. Esto ha llevado a inducir las privatizaciones. Hay otros sectores donde no se ha podido efectuar estas políticas restrictivas por presiones sociales y políticas, y se encuentran con situaciones conflictivas pendientes tales como renovación, transformación, obsolescencia o desequilibrios económicos, caso del carbón y en menor caso el del cobre.

En los cuadros correspondientes se aprecia algunos resultados de algunas empresas públicas del sector. Pero merecen algunas consideraciones las mediciones efectuadas de rentabilidades.

8. LA EFICIENCIA DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS EN COMPARACIÓN A EMPRESAS PRIVADAS SIMILARES.

De los cuadros mostrados anteriormente se observa que las rentabilidades en generación sobre patrimonio para las empresas estatales están en alrededor del 3 a 4 %, mientras que las privadas bordean el 10%.

Los casos a comparar son muy poco representativos, puesto que la legislación favorece en forma muy marcada al sistema de ENDESA la cual tiene la propiedad del 60% de la generación, un 100% de la transmisión y un 40% de la distribución, esto es efectuado a través de sistemas "holding" o propiedades relacionadas.

Nunca en Colbún-Machicura los objetivos de su función han estado claros, siempre ha sido una empresa en transición a ser privatizada, o con dudas sobre su propiedad. Es cierto que ha contado con los medios, pero ha tenido las restricciones de las empresas públicas en materia de definiciones de inversión, solo en el último tiempo ha tenido las aprobaciones para expandirse, pero bajo el predicamento que las expansiones son producto de capitalizaciones captadas por el sector privado.

En general no ha habido instrucciones claras a los Directorios de las empresas estatales. Estos han operado mucho basado en información general emitido en los planes amplios de gobierno o por la influencia de algunos funcionarios que son miembros de los Directorios. Referente al uso de los fondos estos han sido restringidos a invertir en ciertos instrumentos calificados de mínimo riesgo y baja rentabilidad, estando descartado las acciones o documentos de riesgo. Las inversiones tienen que ser aprobadas por los Ministerios correspondientes, vale decir Corporación de Fomento, Ministerio de Planificación y Comisión Nacional de Energía.

Las causas de las diferencias de rentabilidades con respecto a ENDESA son las que corresponden a la posición privilegiada de ésta por tener integrada la transmisión. En CHILGENER hay un muy buen aprovechamiento del segmento de generación térmica eléctrica. El caso de EDELNOR es distinto, la empresa carga con un activo de transmisión que no renta lo suficiente dado que fue construido por razones geopolíticas, se trataba de asegurar en el Norte del país un sistema de abastecimiento múltiple y estable.

Los procesos de privatización fueron largos y efectuados en un gobierno autoritario, que lo sorprendió un proceso político cuando tenía privatizado un 80% del sector.

La legislación pertinente se fue acomodando pero de acuerdo a facilitar la privatización.

La experiencia importante a sacar es que dado la característica de los distintos sectores de generación, transmisión y distribución, es necesario crear previamente a las privatizaciones, compromisos legales de propiedad y manejo. Es claro que en la generación es el único sector donde es dable un campo competitivo o de mercado que funcione con eficiencia. La transmisión y la distribución son monopolios naturales que dadas las tecnologías no se puede pensar en sistemas de competencia y mercado. Muchos intentos de liberalización se han hecho o se intentan para estas áreas pero han sido fallidos. Deben ser sectores regulados con reglas claras y ojalá en forma establecida mecánicamente.

Es ideal tener las propiedades de los tres estamentos divididos y que la propiedad de la transmisión sea dividida en partes pequeñas sin hegemonías de propiedad.

9. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El estudio ha sido enfocado hacia aprovechar la experiencia Chilena al respecto dando la mayor cantidad de antecedentes y ha buscado ser una contribución al sector energético de América Latina y el Caribe.

Solamente se dan condiciones de competencia en el sector generación y deben hacerse las correspondientes legislaciones reguladoras antes de cualquier proceso de privatización. Sobre todo deben establecerse los límites de propiedad antes de las ventas de las empresas Estatales, para permitir una competencia en el sector donde sea pertinente.

La política económica en el caso chileno no ha sido un elemento que favorece la eficiencia de las empresas públicas del sector, el rigor de la disciplina fiscal y la presión de actuar con efectos demostrativos hacia la oposición política ha llevado a tratar en forma muy poco favorable a las empresas Estatales, agregándoles elementos de ineficiencia con respecto a sus similares privadas. Nunca se ha reconocido, aún cuando es obvio, el caso que las empresas estatales actúan socialmente o como entes reguladores. El caso de Colbún-Machicura S.A. es un ejemplo de regulador del sector eléctrico de generación, pero nadie le ha dado esta función o considerado en su juicio sobre su operación esta función.

Se ha indicado que las rentabilidades en generación sobre patrimonio para las empresas Estatales están en alrededor del 3 a 4 %, mientras que las privadas bordean el

10%. Esto en gran medida explicado por las condiciones propias de los proyectos y por las deficiencias auto impuestas por el propio sistema Estatal.

En forma muy poco clara se ha indicado por los gobiernos los roles de las tres empresas Estatales del sector Colbún-Machicura, Edelnor y EdelAysen. Implícitamente y de hecho además de los objetivos económicos, también cumplen objetivos económicos-sociales y otros que le han sido impuestos como el caso de abastecer regiones extremas o estar como entes reguladores de presencia.

Las empresas públicas del sector no han tenido la adecuada autonomía y los medios para alcanzar los objetivos que le son fijados, que por lo demás no han estado del todo claros. La relación entre el propietario de las empresas, en este caso la empresa "holding" estatal CORFO y la administración de éstas se da a través de sus directorios; pero también y en forma preferente se realiza en forma ejecutiva y directa.

La operación y gestión de las empresas públicas se rige en apariencia por las mismas reglas y procedimientos que aplican las empresas privadas similares, pero en el hecho como se indicó anteriormente están regidas por restricciones financieras y de inversión. Ahora último, cuando la cantidad de empresas Estatales es pequeña, hay un proceso de descentralización de la administración.

Las inversiones necesarias se usan como un elemento privatizador por la vía de emisión de acciones que son suscritas por los privados.

La diferencia actual en los resultados económicos de las empresas públicas respecto a las empresas privadas similares se explica en la diversidad de objetivos que se les exigió a las empresas públicas en sus formaciones y desarrollos. El desarrollo de las empresas públicas se ve limitado por el principio del rol subsidiario del Estado, la discusión de la propiedad de estas empresas y la priorización de los gastos del Estado.

Se ha indicado en el transcurso del estudio que la eficiencia de las empresas está emarcada por las legislaciones, políticas y acciones que se adoptan en el área de reglamentación tales como el jurídico, político, económico, físico o ambiental, científico y tecnológico, laboral y social. Por lo tanto no hay padrones absolutos de comparación de las eficiencias, todo va a depender del marco institucional y humano que se fije.

ANEXO N° 1
PROCESO DE PRIVATIZACION EN CHILE.

I ANTECEDENTES GENERALES Y PROPIOS DEL SECTOR ENERGIA ELECTRICA

El proceso de privatización del sector energía eléctrica comenzó junto a la introducción de profundos transformaciones económicas al final de la década de los 70. Hacia fines del año 1973, el tamaño de las empresas que tenía en propiedad el Estado era de dimensiones considerables. En 1970, el número de compañías que manejaba el Estado era de 60, en 1973 se llegó a 529 empresas y en 1990 el número era de 41.

El déficit de las empresas públicas en 1973, como porcentaje del PGB era de 10,4%, y las transferencias de dinero desde el gobierno central hacia las empresas Estatales alcanzó al 2,5% del PGB.

La evolución de la participación del Estado en los diferentes sectores de la economía como administrador y expresada como valor de producción era la siguiente:

SECTOR ECONOMICO	1965	1973
MINERO	13%	85%
INDUSTRIA	3%	40%
ELECTRICIDAD, GAS, AGUA	25%	100%
TRANSPORTE	24%	70%
COMUNICACIONES	11%	70%
FINANCIERO	-	85%

La situación descrita fue una de las causas de la crisis económica de 1973, a partir de esto se originó un cambio importante de orientación en la política económica. Con el cambio de gobierno por uno de carácter autoritario se comenzaron a gestar cambios de importancia tendientes a cambiar la estructura de propiedad Estatal.

En una primera etapa entre 1974 a 1981, las empresas expropiadas por el anterior gobierno fueron devueltas al sector privado. Bancos, plantas industriales y equipamientos, les fueron vendidos al sector privado. En la primera etapa, las grandes empresas fueron excluidas, permaneciendo en el control del Estado importantes sectores, tales como: grandes compañías mineras, extracción de petróleo y refinación, generación y distribución de electricidad, siderurgia y telecomunicaciones.

En esta fase el procedimiento más usado era el remate público o la negociación directa con el comprador. En algunos casos se usó, la colocación de acciones en el mercado por oferta privada o por venta directa de paquetes de acciones.

La segunda etapa del proceso comenzó en 1985, y la cual incluyó la venta de grandes e importantes empresas públicas. En este período la operación de las empresas públicas ya generaban superávit equivalente al 0,57% del PGB.

Una gran cantidad de las compañías pertenecían a la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), y eran empresas de propiedad abierta. Para facilitar los propósitos de privatización algunas empresas fueron divididas en subsidiarias o se crearon divisiones más pequeñas y que facilitarían la venta dado sus volúmenes.

Por ejemplo Chilectra fue dividida en tres partes:

- Chilgener : Generación y transmisión en el área de Santiago y Valparaíso.
- Chilectra Metropolitana : Distribución en Santiago.
- Chilectra V Región: Distribución en Valparaíso y en el valle del río Aconcagua.

A su vez ENDESA fue transformada enteramente en una empresa exclusiva de generación y transmisión. Además se crearon cuatro empresas de distribución:

EMELAT, Distribuidora de Atacama
 EMEC , Distribuidora de Coquimbo
 EMEL , Distribuidora del Valle de la Ligua
 EMEL , Colchagua

De la parte de generación de ENDESA, las siguientes empresas fueron creadas:

PULLINQUE S.A.
 PILMAIQUEN S.A.
 COLBUN- MACHICURA S.A.
 PEHUENCHE S.A.

Por no poder dividir las partes generación, transmisión y distribución, dados los tamaños de la época y también partiendo de la propiedad que tenía la empresa Estatal ENDESA, se constituyeron en las regiones extremas del país tres empresas regionales:

EDELNOR , Norte
 EDELAYSEN , Aysen
 EDELMAG , Magallanes

II MECANISMOS DE VENTA, (REMATE, NEGOCIACIÓN, ETC.) Y DESARROLLO EN EL TIEMPO.

La privatización del sector eléctrico fue efectuada con precaución y pragmatismo en favor de favorecer un esquema político y orientada a crear un sector privado fuerte. Las primeras privatizaciones fueron efectuadas no antes de 1980 y terminaron solamente en 1990.

Las privatizaciones iniciales consistieron en el remate público de dos empresas de distribución de ENDESA, llamadas SAESA y FRONTEL. Ambas distribuidoras con sus zonas de distribución en el Sur del país y fueron compradas en 1980 por el grupo COPEC, empresa privada que es la más importante distribuidora de combustible del país.

Dada la crisis económica entre 1980 y 1983, el avance de las privatizaciones es prácticamente nulo y solo se trabaja en la formación o división de Chilectra, también ocurrieron las formaciones de las empresas regionales de distribución.

Se definieron dos maneras de privatizaciones del sector eléctrico:

- Remate: De las empresas como un todo.
- Venta de las Acciones:
 - * Paquetes de inversionistas institucionales.
 - * Ventas de paquetes accionarios a varios inversionistas en paquetes pequeños. "Capitalismo popular".

Después de 1985 se aceleró el proceso y se usaron varias maneras de privatizaciones. En el caso de las empresas eléctricas se usaron varios procedimientos los que detallamos a continuación:

FORMA DE VENTA DE LAS ACCIONES

EMPRESA	FONDO PENSIONES	VENTA MERCADO	EMPLEADOS EMPRESA	EMPLEADOS PUBLICOS	REMATE	OTRO
CHILMETRO	X	X	X			X
CHILGENER	X	X	X			X
CHILQUINTA	X	X	X			X
EDELMAG			X			X
ELECDA		X				X
ELIQSA		X		X		X
EMELARI		X		X		X
EMEC					X	X
EMBL					X	
EMELAT					X	
ENDESA	X	X	X			
PEHUENCHE	X					
PILMAIQUEN					X	
PULLINQUE					X	

Entre 1983 y 1987, tres pequeñas plantas hidroeléctricas de 20MW cada una que tenía Chilectra-Generación fueron rematadas públicamente, también otras plantas pequeñas de generación que tenía ENDESA como PILMAIQUEN (35 MW) y PULLINQUE (49 MW), fueron vendidas.

PILMAIQUEN fue adjudicada al Bankers Trust.

PULLINQUE fue adjudicada a un grupo encabezado por un Sr. Fernández, asociados a electrificación rural cooperado.

En ambos casos se vendieron con un contrato (opción) de compra temporal de la energía por parte de la empresa vendedora, es decir ENDESA. Los contratos de energía eran basados en el sistema de precios de costos marginales, con descuentos del 10% por el concepto de uso de las líneas de transmisión y los cargos por regulación de frecuencia.

Hacia fines de 1989, Chilmetro, Chilgener y Chilquinta fueron completamente privatizadas y las acciones de ENDESA quedaron en propiedad privada en un 90%, tomando como privados las instituciones de manejos de fondos previsionales.

La evolución de las metas y los porcentajes de la propiedad que fueron vendidas se muestran en el Cuadro N° 3

CUADRO Nº 3
 PRIVATIZACIONES
 EVOLUCION DE METAS Y LOS PORCENTAJES DE LAS COMPAÑIAS VENDIDAS

EMPRESA	PORCENTAJES									
	METAS DE PRIVATIZACION %					AVANCES DE PRIVATIZACION %				
	SEP 1985	DIC 1986	DIC 1987	SEP 1988	MAR 1989	DIC 1986	DIC 1987	DIC 1988	DIC 1989	DIC 1989
CHILMETRO	30	100	100	100	100	63	100	100	100	100
CHILGENER	0	49	100	10	100	35	65	100	100	100
CHILQUINTA	30	100	100	100	100	63	100	100	100	100
EMEC	30	100	100	100	100	100	100	100	100	100
EMEL	30	100	100	100	100	100	100	100	100	100
EMELAT	30	100	100	100	100	0	100	100	100	100
ENDESA	30	30	30	55	100	0	20	54	90	90
EDELNOR	0	0	0	100	100	0	0	2	4	4
EDELMAG	0	12	12	100	100	12	12	67	100	100
PEHUENCHE	0	0	0	50	50	0	0	0	2	2
EDELAYSSEN	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0

III PRINCIPALES COMPAÑÍAS ESTABLECIDAS Y SUS TAMAÑOS.

Después del proceso de privatización del gobierno autoritario la situación de las compañías era la siguiente:

EMPRESA	TAMAÑO MW	PROPIEDAD
A. GENERACION		
ENDESA	2.000	PRIVADA
CHILGENER	757	PRIVADA
PEHUENCHE	500	PRIVADA
COLBUN	490	ESTATAL
B. DISTRIBUCION		
CHILQUINTA	300.000 CLIENTES	PRIVADA
CHILECTRA METROPOLITANA	1.000.000 CLIENTES	PRIVADA

IV PRECIOS PAGADOS EN LAS PRIVATIZACIONES POR LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Las compañías fueron privatizadas gradualmente vendiendo sus acciones en la Bolsa de Comercio a través de remates públicos, directamente a sus empleados, a las entidades previsionales y a otras empresas. De tal manera que es difícil de determinar el valor pagado, porque no fue un único precio. Por otra parte los precios pagados por las acciones tuvieron un desarrollo muy positivo a través del proceso debido al incremento del precio pagado por el sistema tarifario regulado que era muy atractivo.

A modo de ilustración se muestran la evolución de la relación del precio de mercado y el valor de libro por acción para dos empresas de generación y dos empresas de distribución a través del período de venta de los "paquetes" accionarios y también posteriormente a los procesos de privatización.

RELACION PRECIOS ACCIONES PRECIOS DE MERCADO/VALOR LIBRO

	1987	1988	1989	1990	1991	1993
GENERACION						
ENDESA	0.40	0.30	0.37	0.45	1.16	1.91
CHILGENER	0.21	0.20	0.32	0.37	0.80	1.52
DISTRIBUCION						
CHILQUINTA	0.50	0.55	0.78	2.05	3.47	3.56
CHILECTRA	0.53	0.52	0.89	1.39	3.19	3.97

La siguiente información referencial se deduce de

considerar los valores de remate de las acciones de las empresas y sus plantas de generación hidroeléctricas PILMAIQUEN y PULLINQUE y que en forma resumida es:

CENTRAL	POTENCIA MW	PRECIO PAGADO US\$	VALOR PAGADO POR US\$/MW
PILMAIQUEN	35	21.000.000	600.000
PULLINQUE	49	31.000.000	633.000

V TASAS INTERNAS DE RETORNO DE LAS INVERSIONES EN PRIVATIZACIONES.

Uno de los aspectos más controversiales del proceso de privatización ha sido el de estimar el valor presente de los flujos generables a futuro en las empresas. En general se ha argumentado que las empresas no fueron vendidas a un precio correcto y esta consideración puede haber tenido consecuencias negativas para el Estado, por haber sido inferiores al valor presente esperado y por consiguiente el presupuesto fiscal se verá afectado en algún momento en el futuro.

Varios trabajos de investigación se han efectuado con respecto a rentabilidades y no hay conclusiones coincidentes, excepto que el valor económico ha sido mas alto que el precio de venta. Las estimaciones muestran que las diferencias pueden llegar a un 45% de mayor valor económico que el pagado, mientras que en otros casos es de 15%.

Esta materia ha sido controvertida y se presenta como la mayor crítica en esta materia de privatizaciones, no se habría obtenido por las empresas lo que era posible obtener si el proceso de venta hubiese sido efectuado en una forma mas estudiada y con mayor experiencia en manejo de privatizaciones.

Desde el punto de vista de las ventas no es fácil de indicar cual fue la tasa promedio de descuento en la determinación del valor económico de las empresas, porque en cada caso se asumieron condiciones con respecto a eficiencias de las empresas, política de dividendos y otras condiciones diferentes, y además con diferentes períodos de evaluación que fueron usados para evaluar.

A pesar de lo indicado precedentemente, durante el período de privatización, la empresa Estatal "holding" de las empresas Estatales llamada CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) usó un descuento anual promedio de 10% y un

período de 15 años para la evaluación o fijación de las metas de los proyectos.

Las cifras que se indican en el Cuadro N° 4 pueden explicar mejor la situación.

CUADRO N° 4
RESUMEN RESUTADOS DE VENTAS DE LAS ACCIONES

VENTA DE LAS ACCIONES DE ENDESA (RESUMEN ANUAL)

	1987	1988	TOTAL
1. NUMERO ACCIONES VENDIDAS (X1000)	1,808,612.2	3,015,237.3	4,823,849.5
2. PORCENTAJE VENDIDO	22.8	38.1	60.9
3. PRECIO ESTIMADO (MILES UF) *	6,150.7	9,630.3	15,781.0
4. PRECIO PAGADO (MILES UF) *	6,855.4	11,227.2	18,082.7
RELACION PRECIO PAGADO/ESTIMADO (%)			114.6

VENTA DE LAS ACCIONES DE CHILGENER (RESUMEN ANUAL)

	1986	1987	1988	TOTAL
1. NUMERO ACCIONES VENDIDAS (X1000)	4,617.8	7,225.9	2,919.7	14,763.3
2. PORCENTAJE VENDIDO	29.8	46.5	18.8	95.1
3. PRECIO ESTIMADO (MILES UF) *	1,265.4	1,953.1	695.8	3,914.3
4. PRECIO PAGADO (MILES UF) *	822.8	1,613.1	627.8	3,063.7
RELACION PRECIO PAGADO/ESTIMADO (%)				78.3

VENTA DE LAS ACCIONES DE CHILMETRO (RESUMEN ANUAL)

	1986	1987	TOTAL
1. NUMERO ACCIONES VENDIDAS (X1000)	5,027.8	44,948.9	9,522.8
2. PORCENTAJE VENDIDO	43.5	38.1	81.7
3. PRECIO ESTIMADO (MILES UF) *	2,862.1	3,090.0	5,952.2
4. PRECIO PAGADO (MILES UF) *	1,702.8	2,356.0	4,058.8
RELACION PRECIO PAGADO/ESTIMADO (%)			68.2

VENTA DE LAS ACCIONES DE CHILQUINTA (RESUMEN ANUAL)

	1986	1987	TOTAL
1. NUMERO ACCIONES VENDIDAS (X1000)	1,543.2	1,290.9	2,834.1
2. PORCENTAJE VENDIDO	44.4	40.4	84.9
3. PRECIO ESTIMADO (MILES UF) *	661.0	692.0	1,353.0
4. PRECIO PAGADO (MILES UF) *	369.4	639.2	1,008.6
RELACION PRECIO PAGADO/ESTIMADO (%)			74.5

(*) La UF, Unidad de Fomento es una unidad monetaria que se ajusta diariamente de acuerdo con el Índice de Precios al consumidor del mes anterior. De esta manera los valores se expresan en términos reales. Se indican las relaciones entre la UF y el US\$ en las fechas indicadas:

30/06/86	US\$	16.28/UF
31/12/86	US\$	16.20/UF
30/06/87	US\$	16.80/UF
31/12/87	US\$	17.18/UF
30/06/88	US\$	17.12/UF
31/12/88	US\$	18.33/UF
30/06/89	US\$	18.54/UF
31/12/89	US\$	18.44/UF
30/06/90	US\$	20.34/UF
31/12/90	US\$	21.03/UF
30/06/91	US\$	21.68/UF
31/12/91	US\$	22.28/UF
30/06/92	US\$	24.46/UF
31/12/92	US\$	24.78/UF
30/06/93	US\$	24.35/UF
31/12/93	US\$	24.95/UF
30/06/94	US\$	26.31/UF

VI PRECIO DE MERCADO DE LAS ACCIONES DE LAS EMPRESAS.

Los precios de mercado de las principales empresas se ha estimado en el supuesto como válido el valor de las acciones en la Bolsa de Comercio y aplicada a toda la cantidad de acciones.

EMPRESA	PRECIO ACCION DIC. 93 (US\$)	N° DE ACCIONES (MILES)	VALORIZACION EMPRESA (US\$M)
CHILQUINTA	5.92	92,730	548,634
CHILECTRA	4.08	347,791	1,420,213
CHILGENER	4.62	236,121	1,090,210
ENDESA	0.47	8,001,755	3,750,243

VII RAZONES PARA CAMBIOS EN EL VALOR DE MERCADO

En general la percepción pública de riesgo de los valores de las acciones fue en forma sostenida disminuyendo. Los mas relevantes indicadores fueron mostrando expectantes valores y las mediciones económicas generales fueron satisfactorias.

Las aplicaciones de los sistemas tarifarios han resultado en cambios espectaculares de las rentabilidades de las empresas privatizadas, pero es prematuro de evaluar el efecto del cambio de la propiedad, para obtener conclusiones objetivas en cuando a si son más

o menos eficientes las empresas, excluyendo los aspectos restrictivos de las empresas Estatales.

No obstante está claro que las empresas han tenido un aumento importante en sus utilidades como consecuencia de una mas eficiente operación como también de la recuperación de la actividad económica en general a nivel de todo el país.

Es así como, entre los años 1988 y 1992 el consumo total de energía eléctrica aumentó de 16.915 GWh a 22.362 GWh (32.2%) y el PGB aumentó es un 31.5%.

Las grandes empresas como ENDESA y Chilgener, están realizando negocios y aumentando su tamaño desarrollando nuevos proyectos en Chile, por ejemplo ENDESA las plantas de Curillinque (85 MW) y Pangué (450 MW).

El esquema de los precios regulados ha sido una gran ayuda para el desarrollo de las empresas. Aunque hay aspectos de la legislación que deben ser reconsideradas en el futuro, tal como las integraciones verticales de la propiedad que impiden que exista en generación la única área, donde es posible una competencia. Algunos aspectos de la legislación en lo que atañe a la transmisión y distribución impiden una competencia en las actividades.

El las siguientes páginas se muestran la evolución de los principales indicadores para las empresas privadas como Chilectra, Chilgener, Chilquinta y ENDESA.

CHILECTRA

(CÓDIGO NEMOTÉCNICO)

Enero - Diciembre 1993

DATOS GENERALES

Razón Social:
DISTRIBUIDORA CHILECTRA
METROPOLITANA S.A.
Giro:
DISTRIBUCION DE
ENERGIA ELECTRICA
Domicilio Legal:
SANTO DOMINGO 789 OF. 211
Ciudad: SANTIAGO Teléfono: 6322000
R.U.T.: 96.524.320-8
ADMINISTRACION
Representante Legal/Gte. General:
Zylberberg Klos, Marcos
Presidente del Directorio:
Cáceres Contreras, Carlos
Directores:
Agullera Gerlach, Eduardo
Gutiérrez Yrarrázaval, Sergio
Iñen de la Fuente, Pablo
Undurraga Saavedra, Sergio

PROPIEDAD

PROPIEDAD	%
ENERGIS S.A.	72,78
MORGAN GUARANTY TRUST COMPANY OF NEW YORK ADS	10,45
A.F.P. HABITAT S.A. (F. DE PENS.)	1,60
A.F.P. PROVIDA S.A. (F. DE PENS.)	1,60
THE CHILE FUND INC.	1,42

ESTRUCTURA ACCIONARIA
Nº DE ACCIONES: 347.211.167
Nº DE ACCIONISTAS: 8.018

FILIALES

FILIAL	%
CHILECTRA INTERNATIONAL LTD.	100,00
CHILECTRA PANAMA S.A.	100,00
CHILECTRA ARGENTINA S.A.	99,99

HECHOS RELEVANTES

Los efectos más relevantes del aumento del resultado operacional están dados por la disminución en los gastos de administración y ventas. Por otro lado, los precios medios de venta de energía disminuyeron en términos reales 2,18% respecto de igual período en el año anterior, en tanto los precios medios de compra aumentaron 5,73% en el mismo período. Este menor margen bruto fue parcialmente compensado por un incremento de 7,81% en los volúmenes de venta.

La disminución en el resultado no operacional se explica principalmente por una mayor pérdida asociada a la inversión en Disfrutec (la cual es dueña de un 51% de Edesur) por MMS\$1.640, mayores gastos financieros por MMS\$ 952,8 y menores ingresos financieros por MMS\$1.870.

El capital de trabajo se incrementó en MMS\$ 24.729. Las principales fuentes de recursos no operacionales fueron el aumento de deuda a largo plazo de empresas relacionadas (MMS\$ 24.727) y la emisión de acciones de pago (MMS\$ 1.531). Los recursos se aplicaron fundamentalmente en adiciones al activo fijo (MMS\$ 10.050), disminución de pasivos a largo plazo (MMS\$17.098) y pago de dividendos (MMS\$ 21.941).

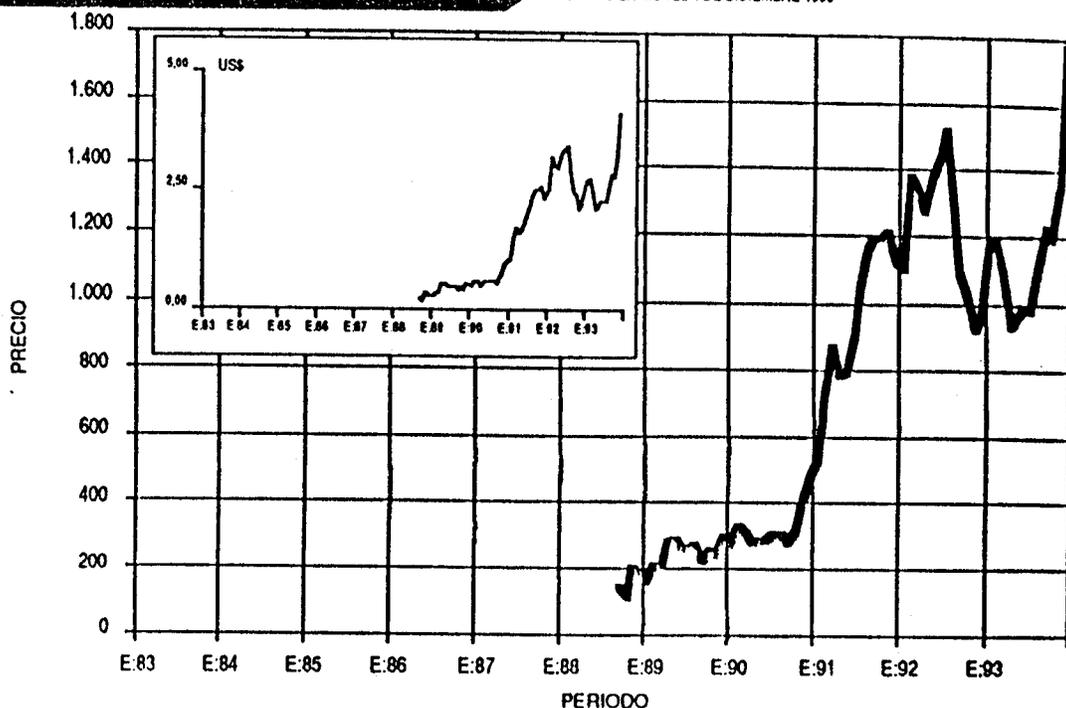
MOVIMIENTO BURSÁTIL

PROM
MEN

AÑO	UNIDADES	PRESENCIA
1990	1.786.871	100,00%
1991	2.261.290	100,00%
1992	1.868.893	100,00%
1993	1.925.433	99,60%

PRECIO CORREGIDO POR I.P.C. Y VAR. CAP.

CIFRAS EN MONEDA DE DICIEMBRE 1993



ESTADO DE RESULTADOS

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
INGRESOS DE EXPLOTACION	177.224	169.921	(1,85)	166.779	9,32	182.316
EGRESOS DE EXPLOTACION	(144.368)	(132.963)	5,86	(125.177)	(11,77)	(139.906)
GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	(16.060)	(15.828)	(4,09)	(16.475)	3,69	(15.867)
RESULTADO OPERACIONAL	16.796	21.130	18,91	25.127	5,64	26.543
RESULTADO NO OPERACIONAL	6.006	4.622	3,97	4.805	(97,65)	113
UTILIDAD (PERDIDA)	20.725	21.952	16,18	25.503	(12,76)	22.249
FLUJO DE CAJA	21.012	24.329	(57,67)	10.298	(39,61)	6.219

INFORMACION POR ACCION

(PESOS)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
UTILIDAD OPERACIONAL POR ACCION	48,37	60,86	(77,26)	13,84	(97,65)	0,33
UTILIDAD FINAL POR ACCION	59,69	63,22	16,18	73,45	(12,76)	64,08
UTILIDAD/PRECIO BOLSA	0,15	0,06	25,98	0,08	(53,93)	0,04
FLUJO CAJA/PRECIO BOLSA	0,15	0,07	(54,10)	0,03	(68,11)	0,01
VALOR BOLSA/VALOR LIBRO	1,39	2,95	(27,10)	2,15	81,39	3,89
PRECIO CIERRE	398,48	1.007,86	(7,78)	929,42	89,36	1.760,00
DIVIDENDOS	61,87	64,40	15,72	74,52	(25,14)	55,79
POLITICA DE DIVIDENDOS	50%	100%		100%		85%

BALANCE

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	1992	1993
ACTIVOS	134.616	153.679	234.939	235.909
PASIVOS	35.398	34.857	84.621	78.995
PATRIMONIO	99.218	118.822	150.318	156.914

ESTRUCTURA DE PASIVOS

PASIVOS BANCARIOS, INST. FINANCIERAS, CON EL PUBLICO
Y OTROS PASIVOS EXIGIBLES (EN MILES DE \$ AL 30.12.93)

	U.F.	US\$	OTRAS MON.	\$ NO REAJ.	TOTAL
MONEDA EXTRANJ. = 40,42%	39.733	7.198.517	5.858	26.926.801	34.170.909
MONEDA NACIONAL = 59,58%	3.824.344	24.727.131	-	16.272.833	44.824.308
TOTAL	3.864.077	31.925.648	-	43.199.634	78.995.217

RAZONES FINANCIERAS

	1990	1991	1992	1993
RAZON ACIDA	0,93	1,74	0,76	1,34
MARGEN DIRECTO/VENTAS	0,19	0,22	0,25	0,23
DEUDA/CAPITAL	0,10	0,10	0,18	0,29

CHILGENER (CODIGO NEMOTECNICO)

Enero - Diciembre 1993

DATOS GENERALES

Razón Social: CHILGENER S.A.
 Giro:
 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
 Domicilio Legal:
 MIRAFLORES 222 - PISO 4° AL 7°
 Ciudad: SANTIAGO Teléfono: 6323909
 R.U.T.: 94.272.000-9
 ADMINISTRACION
 Representante Legal/Gte. General:
 Guzmán Mollnari, Juan Antonio
 Presidente del Directorio:
 Philipp Irarrázabal, Bruno
 Directores:
 Claro Grez, Patricio
 Concha Rodríguez, Andrés
 Cordua Sommer, Joaquín
 Labbé Opazo, Francisco
 Ramírez Viardell, Guillermo
 Silva Silva, Francisco

PROPIEDAD

	%
A.F.P. HABITAT S.A. (F. DE PENS.)	7,35
A.F.P. PROVIDA S.A. (F. DE PENS.)	7,35
A.F.P. SANTA MARIA S.A. (F. DE PENS.)	7,35
A.F.P. CUPRUM S.A. (F. DE PENS.)	5,82
A.F.P. PROTECCION S.A. (F. DE PENS.)	5,24

ESTRUCTURA ACCIONARIA
 Nº DE ACCIONES: 236.121.204
 Nº DE ACCIONISTAS: 4.518

FILIAL

	%
PUERTO DE VENTANAS S.A.	74,66

HECHOS RELEVANTES

• El aumento de los Ingresos de explotación se explica por un crecimiento de 16,5% en las ventas físicas de energía, un aumento de 7,7% en los precios promedio de venta de energía y un incremento de 3,9% en los ingresos por servicios, asesorías y ventas de combustible. Los costos de explotación aumentaron en parte por la mayor compra de energía y producción térmica, dada la menor generación hidráulica de la empresa en el período (-15,2%)

• El mejor resultado no operacional se explica principalmente por las operaciones de cobertura de riesgos cambiarios, que significaron beneficios por MM\$6.400 y las utilidades de empresas relacionadas por MM\$4.392, dentro de las cuales Central Puerto aportó el 90%.

• En diciembre de 1993 el consorcio Hidroneuquén S.A., en el que Chilgener participa en un 27,84%, asumió el control de la sociedad "Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A." concesionaria de la central hidroeléctrica del mismo nombre, ubicada en la Provincia de Neuquén, Argentina. Esta central tiene una potencia instalada de 750 MW que se incrementará a 1400 MW en 1994.

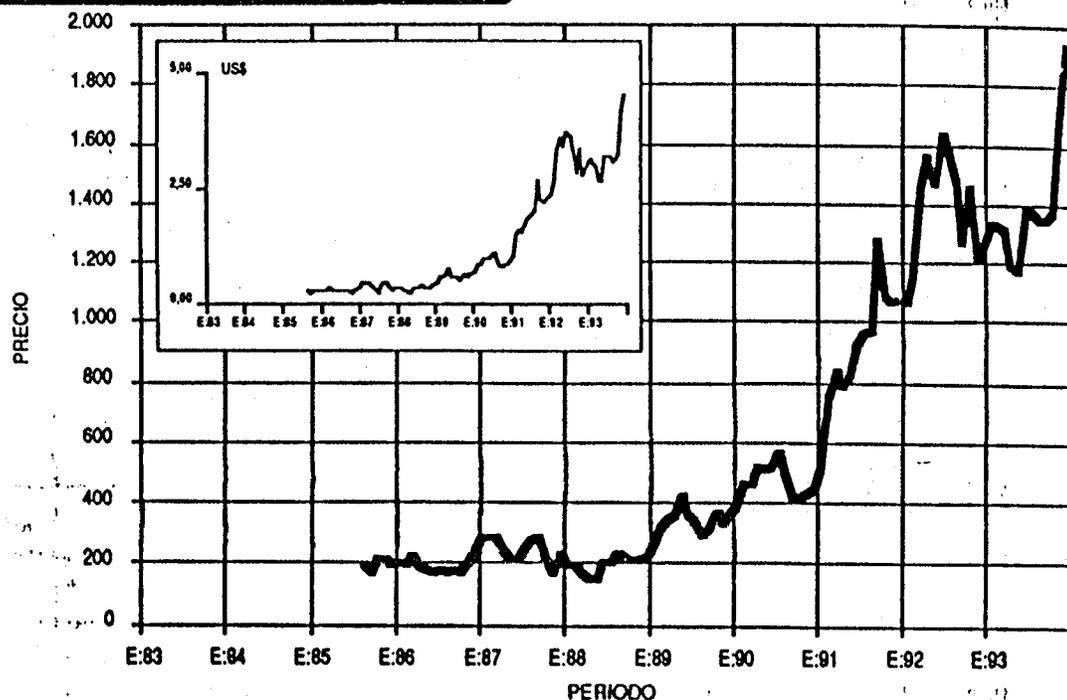
MOVIMIENTO BURSÁTIL

PROM
MEN

AÑO	UNIDADES	PRESENCIA
1990	2.792.315	99,79%
1991	7.155.185	100,00%
1992	3.184.806	100,00%
1993	4.007.255	100,00%

PRECIO CORREGIDO POR I.P.C. Y VAR. CAP.

CIFRAS EN MONEDA DE DICIEMBRE 1993



ESTADO DE RESULTADOS

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
INGRESOS DE EXPLOTACION	88.421	77.542	(9,06)	70.514	27,68	90.030
EGRESOS DE EXPLOTACION	(65.051)	(49.437)	21,37	(38.871)	37,78	(53.557)
GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	(3.208)	(8.023)	(26,06)	(10.114)	16,76	(11.809)
RESULTADO OPERACIONAL	20.162	20.082	7,21	21.529	14,56	24.664
RESULTADO NO OPERACIONAL	(1.543)	(3.697)	77,61	(828)	655,07	4.596
UTILIDAD (PERDIDA)	16.550	13.598	28,98	17.539	43,29	25.132
FLUJO DE CAJA	25.459	24.169	16,64	28.190	12,02	31.578

INFORMACION POR ACCION

(PESOS)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
UTILIDAD OPERACIONAL POR ACCION	85,39	85,05	7,21	91,18	14,56	104,45
UTILIDAD FINAL POR ACCION	70,09	57,59	28,98	74,28	43,29	106,44
UTILIDAD/PRECIO BOLSA	0,24	0,08	(12,43)	0,07	(21,79)	0,06
FLUJO CAJA/PRECIO BOLSA	0,37	0,14	(20,81)	0,11	(38,86)	0,07
VALOR BOLSA/VALOR LIBRO	0,37	0,87	13,37	0,99	48,55	1,47
PRECIO CIERRE	293,61	711,50	47,29	1.047,99	83,21	1.920,00
DIVIDENDOS	145,49	32,81	21,38	39,83	66,51	66,32
POLITICA DE DIVIDENDOS	60%	60%		60%		60%

BALANCE

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	1992	1993
ACTIVOS	323.171	331.847	372.752	490.060
PASIVOS	137.736	136.334	119.741	178.620
PATRIMONIO	185.435	195.512	253.011	311.440

ESTRUCTURA DE PASIVOS

PASIVOS BANCARIOS, INST. FINANCIERAS, CON EL PUBLICO Y OTROS PASIVOS EXIGIBLES (EN MILES DE \$ AL 30.12.93)

	U.F.	US\$	OTRAS MON.	\$ NO REAJ.	TOTAL
MONEDA EXTRANJ. = 57,97%					
CORTO PLAZO	16.202.899	40.331.074	5.732.072	10.627.191	72.893.236
MONEDA NACIONAL = 42,03%					
LARGO PLAZO	40.659.305	13.567.216	43.922.903	7.577.698	105.727.122
TOTAL	56.862.204	53.898.290	49.654.975	18.204.889	178.620.358

RAZONES FINANCIERAS

	1990	1991	1992	1993
BAZON ACIDA	1,04	0,49	0,95	1,25
MARGEN DIRECTO/VENTAS	0,26	0,36	0,45	0,41
DEUDA/CAPITAL	0,60	0,54	0,37	0,34

CHILQUINTA

(código NEMotécnico)

Enero - Diciembre 1993

DATOS GENERALES

Razón Social:
CIA. CHILENA DE DISTRIBUCION
ELECTRICA QUINTA REGION S.A.
Giro:
DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
Domicilio Legal:
GENERAL CRUZ 222
Ciudad: VALPARAISO Teléfono: 250081
R.U.T.: 94.270.000-8

ADMINISTRACION
Representante Legal/Gte. General:
Büchi Buc, Richard
Presidente del Directorio:
Ibáñez Langlois, Gonzalo
Directores:
Cruzat Larrain, Gastón
Hurtado Vicuña, Juan José
Mac-Auliffe Granallo, Juan José
Morel Montes, Eduardo
Sahil Cruz, Luis Felipe
Silva Bafalluy, Ernesto

PROPIEDAD

	%
SOC. DE INVERSIONES INDUSTRIALES Y PESQUERAS S.A.	11,06
CORPORACION METROPOLITANA DE INVERSIONES S.A.	8,68
A.F.P. PROVIDA S.A. (F. DE PENS.)	7,94
LAS BARDENAS S.A. Y CIA. LTDA.	7,22
SOC. CONSTRUCTORA EL BOSQUE LTDA.	6,65

ESTRUCTURA ACCIONARIA
Nº DE ACCIONES: 92.729.360
Nº DE ACCIONISTAS: 1.845

FILIALES

	%
INMOBILIARIA EL ALMENDRAL S.A.	99,99
AGUAS QUINTA REGION	99,00

HECHOS RELEVANTES

El capital de trabajo aumentó en MM\$18.935, siendo las principales fuentes de fondos el aumento de pasivos a largo plazo por MM\$3.026, la colocación de bonos por MM\$7.214 y la emisión de acciones de pago por MM\$28.767.

Las ventas físicas de energía y potencia presentaron un incremento de 2,9% global, con un incremento de 9,4% en el negocio de distribución. Los gastos de explotación presentan un incremento de 16,8% y los gastos de administración y ventas un aumento de 6,4%, siendo en ambos la variación principal el gasto en personal.

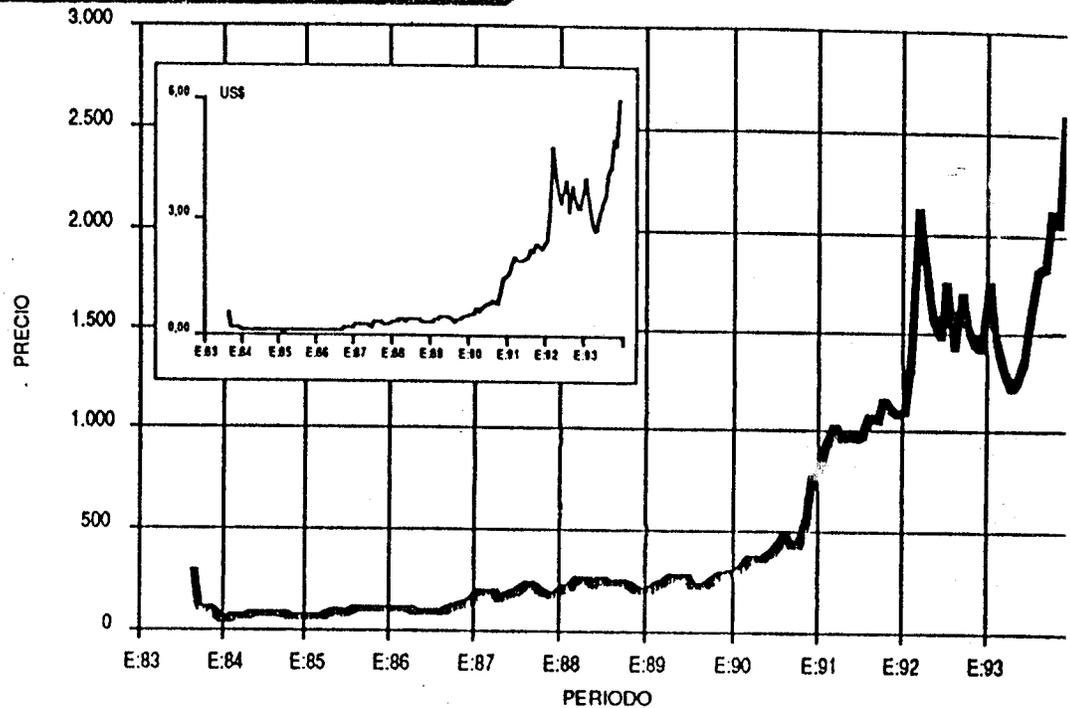
El menor resultado operacional de 1993 al compararlo con 1992 obedece a que en el ejercicio anterior se obtuvo ingresos extraordinarios por la venta de Laboratorio Chile S.A. por MM\$6.833, mientras en 1993 se continuó con la venta de dicha empresa obteniendo recursos por MM\$3.571. Además se han incrementado los gastos financieros debido a la colocación de bonos en agosto de 1993. Estos compensaron el resultado operacional, provocando una menor utilidad final para 1993.

MOVIMIENTO BURSÁTIL

AÑO	UNIDADES	PRESENCIA
1990	284.231	61,94%
1991	144.600	60,60%
1992	87.247	75,90%
1993	339.256	77,38%

PRECIO CORREGIDO POR I.P.C. Y VAH. CAP.

CIFRAS EN MONEDA DE DICIEMBRE 1993



ESTADO DE RESULTADOS

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
INGRESOS DE EXPLOTACION	41.930	41.089	(7,50)	38.005	8,73	41.322
EGRESOS DE EXPLOTACION	(32.148)	(30.002)	14,15	(25.756)	(11,54)	(28.727)
GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	(4.749)	(5.113)	(4,07)	(5.321)	(6,45)	(5.664)
RESULTADO OPERACIONAL	5.033	5.974	15,97	6.928	0,04	6.931
RESULTADO NO OPERACIONAL	1.108	1.331	445,56	7.260	(41,79)	4.226
UTILIDAD (PERDIDA)	5.654	6.264	94,89	12.208	(20,77)	9.673
FLUJO DE CAJA	5.985	6.452	12,55	7.261	2,15	7.417

INFORMACION POR ACCION

(PESOS)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
UTILIDAD OPERACIONAL POR ACCION	54,28	64,43	15,97	74,71	0,04	74,74
UTILIDAD FINAL POR ACCION	60,97	67,55	94,89	131,65	(20,77)	104,31
UTILIDAD/PRECIO BOLSA	0,09	0,07	49,90	0,10	(60,70)	0,04
FLUJO CAJA/PRECIO BOLSA	0,10	0,07	(13,44)	0,06	(49,34)	0,03
VALOR BOLSA/VALOR LIBRO	2,05	2,99	8,64	3,24	8,18	3,51
PRECIO CIERRE	679,24	972,67	30,02	1.264,65	101,64	2.550,00
DIVIDENDOS	68,57	60,48	(5,62)	57,08	62,97	93,02
POLITICA DE DIVIDENDOS	50%	50%		50%		50%

BALANCE

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	1992	1993
ACTIVOS	34.877	36.780	55.525	89.444
PASIVOS	4.170	6.668	19.365	22.050
PATRIMONIO	30.707	30.212	36.160	67.394

ESTRUCTURA DE PASIVOS

PASIVOS BANCARIOS, INST. FINANCIERAS, CON EL PUBLICO Y OTROS PASIVOS EXIGIBLES (EN MILES DE \$ AL 30.12.93)

	U.F.	US\$	OTRAS MON.	\$NO REAJ.	TOTAL
MONEDA EXTRANJ. = 4,48%					
MONEDA NACIONAL = 95,52%					
CORTO PLAZO	2.346.550	988.170	-	3.418.358	6.753.078
LARGO PLAZO	15.297.319	-	-	-	15.297.319
TOTAL	17.643.869	988.170	-	3.418.358	22.050.397

RAZONES FINANCIERAS

	1990	1991	1992	1993
RAZON ACIDA	1,62	1,34	1,95	4,91
MARGEN DIRECTO/VENTAS	0,23	0,27	0,32	0,30
DEUDA/CAPITAL	0,03	0,05	0,24	0,23

ENDESA

(CÓDIGO NEMOTÉCNICO)

Enero - Diciembre 1993

DATOS GENERALES

Razón Social:
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Giro: CONGLOMERADO
Domicilio Legal:
SANTA ROSA 76
Ciudad: SANTIAGO Teléfono: 6347222
R.U.T.: 91.081.000-6
ADMINISTRACION
Representante Legal/Gie. General:
Bauzá Bauzá, Jaime
Presidente del Directorio:
Yuraszek Troncoso, José
Directores:
Fontaine Ferreira-Nobriga, Ernesto
Fontaine Talavera, Juan Andrés
Loranzini Correa, Sergio
Mackenna Echaurren, Luis Fernando
Manubanz Mollado, Rodrigo
Medina Alcalde, Arsenio
Pérez Mackenna, Francisco
Vicuña Fuentes, Carlos

PROPIEDAD

PROPIEDAD	%
EMERGIS S.A.	9,50
A.F.P. PROVIDA S.A. (F. DE PENS.)	6,74
INGENIERIA E INMOBILIARIA MAHSD DE VELASCO	5,80
A.F.P. MADRAL S.A. (F. DE PENS.)	5,11
A.F.P. SANTA MARÍA S.A. (F. DE PENS.)	4,69

ESTRUCTURA ACCIONARIA

Nº DE ACCIONES:	8.001.754.500
Nº DE ACCIONISTAS:	50.905

FILIALES

FILIAL	%
ENDESA - CHILE OVERSEAS CO.	100,00
ENIGESA	100,00
ISPEN LTDA.	100,00
TRANSELEC	100,00
ENDESA ARGENTINA S.A.	99,99
HIPOELECTRICIDAD S.A.	99,99
INVERSIONES ELECTRICAS S.A.	99,99
BEA INVERSORA S.A.	99,98
E.E. PEHUENCHE S.A.	92,55
INGENDESA	90,91
HIPOINVEST S.A.	83,20
IDESSA	50,10
HIPOELECTRICA EL CHOCON S.A.	37,28

HECHOS RELEVANTES

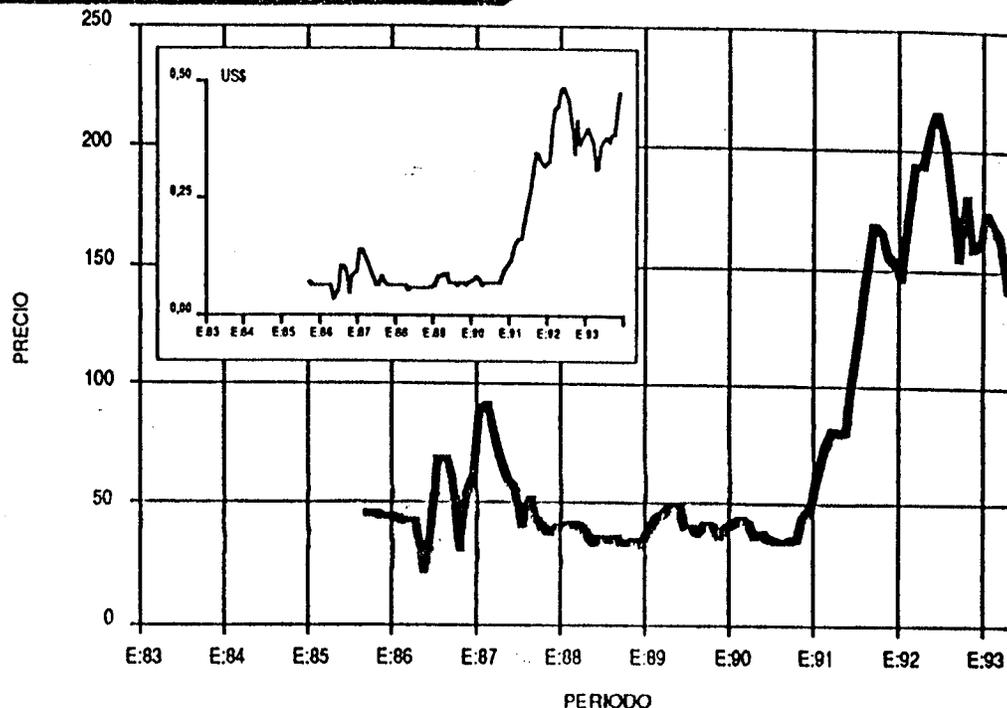
- Los estados financieros actuales muestran variaciones significativas respecto de los de 1992, debido a la consolidación de los resultados de Hidroeléctrica El Chocón en los de Endesa a partir de septiembre de 1990. El Chocón aportó MM\$9.763 al resultado operacional de Endesa.
- La filial Pehuénche S.A. generó en el ejercicio de 1993 el 17,6% de la energía producida por el SIC.
- El menor resultado no operacional de la empresa se debe al resultado negativo de la cuenta de corrección monetaria (MM\$5.996), debido a la devaluación real de la moneda nacional.
- Dentro de las inversiones realizadas en el país destaca la puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica Curitínque (de 85 MW de potencia), y el reinicio de las operaciones en el SING mediante la instalación de 2 turbinas a gas de 72,8 MW en Mejillones. En cuanto a la internacionalización de la compañía, las inversiones en Argentina representan un 7,5% de los activos de Endesa.

MOVIMIENTO BURSÁTIL

AÑO	UNIDADES	PRESENCIA
1990	138.950.126	100,00%
1991	125.148.886	100,00%
1992	71.292.424	100,00%
1993	81.807.036	100,00%

PRECIO CORREGIDO POR I.P.C. Y VAR. CAP.

CIFRAS EN MONEDA DE DICIEMBRE 1993



ESTADO DE RESULTADOS

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
INGRESOS DE EXPLOTACION	220.135	209.764	(9,90)	188.987	21,28	229,4
EGRESOS DE EXPLOTACION	(151.208)	(103.606)	29,80	(72.733)	7,63	(78,4
GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	(6.908)	(8.005)	(24,17)	(9.940)	14,18	(11,3
RESULTADO OPERACIONAL	62.020	98.153	6,31	106.314	31,28	139,5
RESULTADO NO OPERACIONAL	(8.937)	(9.747)	179,42	7.741	(650,20)	(42,5
UTILIDAD (PERDIDA)	52.940	86.008	29,77	111.612	(18,33)	91,1
FLUJO DE CAJA	95.064	136.640	8,59	148.374	23,33	182,5

INFORMACION POR ACCION

(PESOS)

	1990	1991	Δ%	1992	Δ%	1993
UTILIDAD OPERACIONAL POR ACCION	7,75	12,27	6,31	13,29	31,28	17,
UTILIDAD FINAL POR ACCION	6,62	10,75	29,77	13,95	(18,33)	11,
UTILIDAD/PRECIO BOLSA	0,14	0,07	23,84	0,09	(35,65)	0,
FLUJO CAJA/PRECIO BOLSA	0,25	0,11	3,63	0,12	(2,82)	0,
VALOR BOLSA/VALOR LIBRO	0,45	1,38	5,43	1,45	28,10	1,
PRECIO CIERRE	48,23	151,90	4,79	159,17	26,91	202,
DIVIDENDOS	5,38	8,69	18,21	10,27	21,47	12,
POLITICA DE DIVIDENDOS	100%	100%		100%		100%

BALANCE

(MILLONES DE \$)

	1990	1991	1992	1993
ACTIVOS	1.360.271	1.464.001	1.488.499	1.784.094
PASIVOS	495.904	583.029	604.445	810.930
PATRIMONIO	864.367	880.973	884.054	973.164

ESTRUCTURA DE PASIVOS

PASIVOS BANCARIOS, INST. FINANCIERAS, CON EL PUBLICO Y OTROS PASIVOS EXIGIBLES (EN MILES DE \$ AL 30.12.93)

	U.F.	US\$	OTRAS MON	\$ NO REAJ.	TOTAL
MONEDA EXTRANJ.	78,55%				
MONEDA NACIONAL	21,45%				
CORTO PLAZO	16.349.672	53.329.537	18.130.333	38.348.032	126.157,5
LARGO PLAZO	113.589.486	403.279.000	162.230.063	5.674.125	684.772,5
TOTAL	129.939.158	456.608.537	180.360.396	44.022.157	810.930,0

RAZONES FINANCIERAS

	1990	1991	1992	1993
RAZON ACIDA	1,53	1,40	1,04	0,72
MARGEN DIRECTO/VENTAS	0,31	0,51	0,62	0,66
DEUDA/CAPITAL	0,49	0,57	0,56	0,79

ANEXO N° 2**COMENTARIOS REFERENTE A LA APLICABILIDAD Y RESULTADOS HISTÓRICOS DE LOS PRECIOS DE NUDOS Y LOS COSTOS MARGINALES INSTANTÁNEOS.**

Alguna influencia en los resultados de las empresas de generación y es el caso de Colbún-Machicura, donde dependiendo del grado de contratación de energía puede ser su resultado. Según la teoría económica que sustenta la base de fijación de precios de nudo y que es la de los costos marginales de corto plazo, ponderados, si el sistema está en equilibrio se reemplaza o simula la oferta y demanda en equilibrio y todo debiera funcionar equitativamente. Por lo tanto en un largo período, si el modelo es correcto, no debiera haber diferencias entre vender la energía a precios de nudo o a costos marginales instantaneos al "pool" de generadores.

Los resultados son diferentes y la situación y datos que se dan a continuación indican una clara ventaja hacia los precios de nudo para un período de 11 años de análisis, en el cual hay una diferencia de 12.49% y una cantidad total valorizada estimativamente de US\$ 427.000.000 cobrados u obtenidos fuera del concepto teórico de funcionamiento del modelo.

Colbún-Machicura mantuvo como política de contratar sólo dos tercios de su producción con el objeto de ser o actuar como un regulador de mercado. Se esperó que el ciclo y el modelo cerraran las diferencias, pero como se observa después de once años aún no ocurre.

ESTADISTICA, COSTOS MARGINALES INSTANTANEOS, PRECIOS DE NUDO
 COSTOS MARGINALES PROMEDIOS MENSUALES
 PRECIOS EN \$ REFERIDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1993.
 IPC DE DICIEMBRE ESTIMADO

	COSTO MARGINAL	PRECIO NUDO		COSTO MARGINAL	PRECIO NUDO
	\$/KWH	\$/KWH		\$/KWH	\$/KWH
ENE 83	9.926	12.443	ENE 89	15.455	16.509
FEB	9.914	12.428	FEB	17.704	16.488
MAR	9.730	12.197	MAR	20.223	16.180
ABR	9.450	11.986	ABR	19.688	16.013
MAY	11.290	12.379	MAY	19.963	17.498
JUN	11.117	12.189	JUN	19.655	17.384
JUL	10.908	11.961	JUL	22.167	17.072
AGO	10.623	11.648	AGO	21.871	16.902
SEP	10.381	11.382	SEP	19.685	17.386
OCT	10.135	11.113	OCT	17.487	17.827
NOV	9.816	12.247	NOV	17.775	17.249
DIC	9.755	12.170	DIC	17.977	16.881
ENE 84	9.748	12.162	ENE 90	22.327	16.276
FEB	9.763	12.181	FEB	22.660	18.703
MAR	9.521	11.879	MAR	21.479	18.261
ABR	9.382	11.704	ABR	22.101	17.943
MAY	11.340	11.535	MAY	27.594	18.143
JUN	11.198	11.389	JUN	26.192	16.632
JUL	11.101	11.288	JUL	20.001	17.493
AGO	11.072	11.260	AGO	19.999	17.147
SEP	10.758	10.942	SEP	21.554	17.295
OCT	9.944	10.113	OCT	14.275	15.691
NOV	10.245	12.101	NOV	14.870	14.523
DIC	10.596	12.258	DIC	15.294	14.447
ENE 85	11.325	11.885	ENE 91	21.352	14.840
FEB	11.995	11.651	FEB	21.771	15.929
MAR	11.666	11.332	MAR	23.522	15.747
ABR	11.407	11.080	ABR	25.047	15.461
MAY	13.171	12.589	MAY	22.197	15.075
JUN	12.834	12.257	JUN	22.432	14.802
JUL	10.290	12.101	JUL	8.278	14.539
AGO	10.282	11.995	AGO	7.762	13.696
SEP	10.802	11.851	SEP	7.145	12.046
OCT	8.111	11.727	OCT	4.290	11.708
NOV	7.837	13.059	NOV	4.213	12.515
DIC	8.088	12.895	DIC	3.758	12.393
ENE 86	15.493	12.559	ENE 92	9.591	12.258
FEB	15.703	12.446	FEB	10.644	12.337
MAR	15.509	12.262	MAR	8.800	12.250
ABR	12.966	12.095	ABR	10.384	12.133
MAY	13.167	13.428	MAY	8.509	12.060
JUN	13.315	13.520	JUN	1.640	11.976
JUL	9.195	13.387	JUL	5.166	11.846
AGO	9.222	13.303	AGO	8.817	11.680
SEP	9.211	13.103	SEP	5.311	11.414
OCT	6.915	12.906	OCT	2.548	12.964
NOV	6.694	12.861	NOV	0.170	14.285
DIC	6.892	12.688	DIC	0.012	14.275
ENE 87	11.722	12.441	ENE 93	6.397	14.294
FEB	11.669	12.230	FEB	9.220	14.237
MAR	11.639	12.033	MAR	9.587	14.156
ABR	12.127	11.755	ABR	9.247	13.961
MAY	12.233	12.944	MAY	8.209	15.793
JUN	12.144	13.054	JUN	5.687	15.715
JUL	11.803	12.839	JUL	5.017	15.562
AGO	11.762	12.658	AGO	7.697	15.237
SEP	11.512	12.421	SEP	5.669	15.061
OCT	9.801	12.128	OCT	4.248	14.683
NOV	9.862	14.110	NOV	8.093	15.483
DIC	10.057	14.308	DIC	9.134	15.453
ENE 88	12.831	14.204			
FEB	12.954	14.152	SUMAS	1621.4157	1823.916
MAR	12.899	13.891	DIF. % P.NUDO SOBRE C.MARG.		12.49
ABR	14.535	13.784	ENERGIA 1993, GWH		16,575
MAY	14.555	15.993	ENERGIA A DISTRIBUIDORAS, %		55
JUN	14.680	16.142	ENERGIA A DISTRIBUIDORAS GWH		9,625
JUL	13.731	16.120	PRECIO DE NUDO 31 DE DIC, US\$		0.03629
AGO	13.530	15.991	VALOR ENERGIA 1993, P.NUDO, US\$		349,291,250
SEP	13.580	15.842	VALOR ENERGIA 1993, C.MARG, US\$		310,511,155
OCT	14.123	15.605	DIFERENCIA PARA AÑO 1993, US\$		38,780,095
NOV	13.906	16.841	TOTAL PARA LOS 11 AÑOS, US\$		426,581,043
DIC	14.404	16.692			

ANEXO N° 3

COMENTARIOS REFERENTE A LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE FIJACIÓN TARIFARIA DE DISTRIBUCIÓN.

Aunque no tiene una influencia directa sobre el resultado y costos de las empresas de generación, el Consultor estima conveniente señalar una anomalía que se presenta en el proceso de fijación tarifaria de valores agregados de distribución. El procedimiento y método implica la participación y ponderación del estudio de las empresas distribuidoras, esto ha provocado en los últimos procesos un creciente resultado diferente entre los estudios de la Comisión Nacional de Energía y los de las empresas.

El proceso ha llevado a discrepancias y soluciones que no son las que se pensó en la redacción de la Ley. A modo de ilustración se indica lo que ha resultado.

DIFERENCIAS DE ESTUDIOS DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION ENTRE ESTUDIOS CNE Y EMPRESAS, PARA PROCESOS DE FIJACION TARIFARIA. AÑOS 1988 Y 1992

AREA N° 1, ALTA DENSIDAD DE DISTRIBUCION

	CDAT \$/KW	% DIF	CDBT \$/KW	% DIF	CF \$/CLIE	% DIF
1988:CNE	487		1810		172	
EMPRESAS	798	+64	2770	+53	216	+26
1992:CNE	928		2648		495	
EMPRESAS	2021	+118	5226	+97	515	+4

AREA N° 2, MEDIA DENSIDAD DE DISTRIBUCION

	CDAT \$/KW	% DIF	CDBT \$/KW	% DIF	CF \$/CLIE	% DIF
1988:CNE	761		2096		192	
EMPRESAS	922	+21	2872	+37	345	+80
1992:CNE	776		2648		495	
EMPRESAS	1734	+123	6286	+137	605	+22

AREA N° 3, BAJA DENSIDAD DE DISTRIBUCION

	CDAT \$/KW	% DIF	CDBT \$/KW	% DIF	CF \$/CLIE	% DIF
1988:CNE	1434		2848		248	
EMPRESAS	1770	+23	4257	+49	334	+35
1992:CNE	2536		5742		447	
EMPRESAS	4063	+60	9284	+62	682	+53