

**Distr.  
RESTRINGIDA**

**LC/R. 1644.  
30 de Mayo de 1996**

**ORIGINAL: ESPAÑOL**

**PROYECTO OLADE/CEPAL/GTZ  
ENERGÍA Y DESARROLLO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE  
SÍNTESIS DEL ESTUDIO DE CASO SOBRE CHILE**

El presente documento ha sido elaborado por el Sr. Hugo Altomonte, Consultor en Energía de la Unidad de Recursos Naturales y Energía, División de Medio Ambiente y Desarrollo de CEPAL, en el marco del Proyecto OLADE-CEPAL-GTZ "Energía y Desarrollo en América Latina y el Caribe", con fondos de la República Federal de Alemania. Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad del autor y de la Dirección del Proyecto, y pueden no coincidir con la de las organizaciones involucradas ni de la contraparte nacional. Este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, ha contado con los comentarios del Sr. Fernando Sánchez Albavera, Asesor Regional de CEPAL.



## INDICE

	<u>Página</u>
<b>RESUMEN</b> .....	xiii
<b>SINTESIS EJECUTIVA</b> .....	xv
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	1
<b>I. LA EVOLUCIÓN DE LA ECONOMÍA Y DE LA ENERGÍA</b> .....	3
<b>A. LOS RASGOS MÁS IMPORTANTES DE LA EVOLUCIÓN MACROECONÓMICA</b> .....	3
1. Período 1974-1985 .....	3
2. Período 1985-1990 .....	4
3. Período 1990-94 .....	6
<b>B. EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ECONOMÍA NACIONAL</b> .....	10
1. En la Formación del Producto .....	10
2. En el Comercio Exterior .....	11
3. En el Empleo .....	12
4. En las Inversiones Y el Financiamiento .....	13
5. En el Mercado de Valores .....	14
<b>C. CARACTERIZACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO</b> .....	14
1. La Oferta de Energía .....	15
2. El Consumo de Energía .....	17
3. Evolución de los Principales Indicadores .....	21

<b>II. REFORMAS, REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO</b> .....	25
<b>A. LAS REFORMAS EN SUBSECTOR HIDROCARBUROS</b> .....	26
1. El Marco Regulatorio .....	26
2. La Redefinición del Rol de la Empresa Nacional de Petróleo ENAP .....	30
3. El Funcionamiento del Mercado de Crudo y Derivados .....	32
4. La Distribución Mayorista y Minorista: Estructura del Mercado .....	33
5. Los Intentos por Privatizar la Refinación .....	35
<b>B. LAS REFORMAS EN EL SECTOR CARBÓN</b> .....	37
1. El marco regulatorio .....	37
2. Aspectos generales de la explotación .....	38
3. La reestructuración de los mercados .....	39
4. El funcionamiento del mercado del carbón y la reconversión laboral .....	40
<b>C. LAS REFORMAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO</b> .....	42
1. Las Reformas y la Política Eléctrica .....	42
2. El Marco Regulatorio .....	44
3. Régimen de Propiedad: Etapas del Proceso de Privatización .....	48
4. Estructura del Mercado Eléctrico .....	50
5. El Sistema Tarifario .....	52
6. Política de Planificación .....	55
<b>III. EVALUACIÓN E IMPACTO DE LAS REFORMAS: ORGANIZACIÓN DE LOS MERCADOS, GESTIÓN PÚBLICA Y DESARROLLO EMPRESARIAL</b>	57
<b>A. EVALUACIÓN DE LAS PRINCIPALES EFECTOS DE LAS REFORMAS SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	58
1. El Marco Regulatorio .....	58
2. La Competencia en la Generación .....	59
3. La Ausencia de Normas Relativas a la Calidad del Servicio .....	62
4. La Eficiencia y Transparencia en la Fijación de las Tarifas de Distribución .....	63

<b>B.</b>	<b>LOS ORGANISMOS ESTATALES DE FISCALIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	65
	1. Período 1974-1980 .....	65
	2. Período 1981-1989 .....	66
	3. Período 1990-1994 .....	66
<b>C.</b>	<b>LA EFICIENCIA TÉCNICA DE LOS ORGANISMOS DE FISCALIZACIÓN Y REGULACIÓN</b> .....	67
	1. Período 1981-1989 .....	67
	2. Período 1990-1994 .....	68
<b>D.</b>	<b>LA GESTIÓN EMPRESARIAL</b> .....	68
	1. Período 1974-1980 .....	68
	2. Período 1981-1989 .....	69
	3. Período 1990-1994 .....	70
<b>F.</b>	<b>EL PROGRESO TÉCNICO EN LAS EMPRESAS</b> .....	71
	1. Período 1981-1989 .....	71
	2. Período 1990-1994 .....	73
	3. La articulación de las empresas frente a los procesos de negociación .....	74
<b>G.</b>	<b>LAS REFORMAS Y EL MERCADO DE CAPITALES</b> .....	75
	1. Filialización, Privatización y el mercado de capitales en los ochenta .....	75
	2. Efectos del Sector Eléctrico sobre el Mercado de Capitales .....	77
	3. Acceso al Mercado de Capitales y Desempeño de las Empresas Eléctricas .....	81
<b>IV.</b>	<b>LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE</b> .....	91
<b>A.</b>	<b>EL IMPACTO DEL DESARROLLO ENERGÉTICO SOBRE EL MEDIOAMBIENTE</b> .....	91
	1. Período 1975 - 1990 .....	92
	2. Los Impactos Ambientales de los Sectores de Consumo .....	94
	3. Los Impactos de la Generación de Electricidad .....	99
	4. La Política Ambiental a Partir de 1990 .....	102

<b>B.</b>	<b>EL PROGRAMA DE DESCONTAMINACIÓN DE LA REGIÓN METROPOLITANA</b> .....	106
	1. EL Diagnóstico .....	106
	2. Las Normas de Calidad de Aire .....	108
	3. Los Tres Niveles del Plan .....	109
	4. El Programa de Emergencia .....	110
	5. Los Alcances en al descontaminación Atmosférica de Santiago y las acciones Realizadas .....	111
	6. Principales Resultados .....	116
<b>C.</b>	<b>EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA</b> .....	117
	1. El Programa de Uso Eficiente de la Energía en Chile .....	117
	2. Logros del Programa: Eficiencia Inducida y Espontánea .....	122
<b>D.</b>	<b>ENERGÍA Y EQUIDAD</b> .....	129
	1. Gestión Energética, Reformas y Equidad: el Marco Conceptual .....	129
	2. Política Energética y Equidad en Chile .....	131
<b>E.</b>	<b>LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE</b> .....	136
	1. Instancias y Mecanismos de Planificación Que Contempló la Reforma en Chile .	137
	2. Limitaciones del Sistema de Planificación Vigente .....	138
<b>V.</b>	<b>DESAFÍOS FUTUROS Y PROPUESTAS PARA UN DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE</b> .....	141
<b>A.</b>	<b>LA INSTITUCIONALIDAD Y LOS DESAFÍOS ENERGÉTICOS</b> .....	141
	1. Los Desafíos .....	141
	2. Los Instrumentos .....	142
<b>B.</b>	<b>LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE</b> .....	143
	1. El Contexto Político: la Consolidación de la Democracia .....	143
	2. El Uso de los Recursos Disponibles y los Pilares del Desarrollo Energético . . .	143
	3. Los Recursos Financieros .....	145
	4. Reorientar la Planificación: de la Planificación Indicativa a la Planificación del Desarrollo Energético Sustentable .....	146

	<u>Página</u>
<b>C. LOS DESAFÍOS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL PROCES DE INTEGRACIÓN</b> .....	148
1. El Marco Regulatorio del Gas .....	150
2. Los Impactos de la Penetración del Gas Natural .....	151
<b>D. LOS DESAFÍOS SUBSECTORIALES</b> .....	154
1. Subsector Petróleo y Derivados .....	154
2. La Energía Eléctrica .....	156
<b>E. LA ENERGÍA Y EL MEDIO AMBIENTE</b> .....	158
1. Política Energética y Medio Ambiente .....	159
2. Una Política de Estado, con Pleno Compromiso de la Sociedad .....	159
<b>F. HACIA UNA VIGOROSA POLÍTICA DE USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA</b> .....	160
1. La Competitividad de los Distintos Sectores y el Uso Eficiente de la Energía ..	160
2. El Uso Eficiente de la Energía y el Bienestar de la Población .....	160
3. Impactos del Uso Eficiente de la Energía sobre la Sustentabilidad Ambiental ..	161
4. Validez de Algunas Premisas del Uso Eficiente según la Experiencia Chilena ..	163
<b>G. DESARROLLO ENERGÉTICO CON EQUIDAD</b> .....	167
1. Desarrollo Energético, Tarea de Todos .....	167
2. Necesidad de un Tratamiento Conceptual y Estructurado Apropriadados .....	168
3. La Electrificación Rural .....	169
<b>NOTAS</b> .....	173
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	183
<b>Anexo 1: La Privatización Del Sector Eléctrico</b> .....	187
<b>Anexo 2: Precios De La Energia Electrica y De Los Principales Combustibles Inversion Publica y Privada</b> .....	191
<b>Anexo 3: Crecimiento, Filialización y Globalización De Las Tres Principales Empresas Eléctricas Del Sector</b> .....	199

## INDICE DE CUADROS

	<u>Página</u>
1. Exportaciones de bienes y servicios 1990-1994 .....	7
2. Participación del sector energético en la formación del PIB .....	10
3. Evolución de las importaciones de energía y totales .....	11
4. Fuerza laboral ocupada .....	12
5. Inversiones del sector energía en 1993 .....	13
6. Estructura del consumo energético en la industria del cobre .....	18
7. Consumo total energético 1975 - 1993 .....	19
8. Evolución de la producción y dotaciones de personal en las principales empresas carboníferas de la séptima región .....	41
9. Participación de cada empresa en la potencia instalada del SIC .....	60
10. Alta, mediana y baja densidad de distribución .....	64
11. Horas hombre de capacitación .....	69
12. Pérdidas de energía en CHILECTRA .....	72
13. Valor de acciones eléctricas transadas 1979 - 1993 .....	78
14. Indicadores de empresas .....	83
15. Resultados de Colbún Machicura al 31 de diciembre de cada año .....	84
16. Participación de los cinco mayores accionistas .....	87
17. Organigrama del sector eléctrico, zona central .....	89
18. Emisión de gases y partículas en la producción y el consumo de energía 1995 ..	93
19. Sector transporte, emisión de contaminantes atmosféricos y consumo de energía	95
20. Sector industrial, emisiones de contaminantes atmosféricos .....	97
21. Evolución de la estructura del consumo energético por rama del sector industrial .....	98

## ix

22.	Evolución de la producción de energía eléctrica total de la producción y emisiones de CO2/KWH total generado .....	100
23.	Emisiones de contaminantes atmosféricos en la generación de electricidad. ....	101
24.	Los principales contaminantes y su origen .....	107
25.	Normas chilenas de calidad de aire .....	108
26.	Indices de partículas respirable .....	110
27.	Evolución de las Tarifas eléctricas sector residencial hasta 100 KWH-mes Santiago .....	133
28.	Viviendas sin electrificación por regiones .....	135
29.	Operaciones de futuras centrales del ciclo combinado .....	152
30.	Alternativas de generación y transmisión de mínimo costo de abastecimiento al sistema interconectado central .....	153
31.	Costo marginal en el sistema interconectado .....	155
32.	Demanda estimada de los principales energéticos en el año 2000 .....	162
33.	Disminución de las emisiones de gases contaminantes, derivada del programa de alta eficiencia 2000 .....	162

## INDICE DE RECUADROS

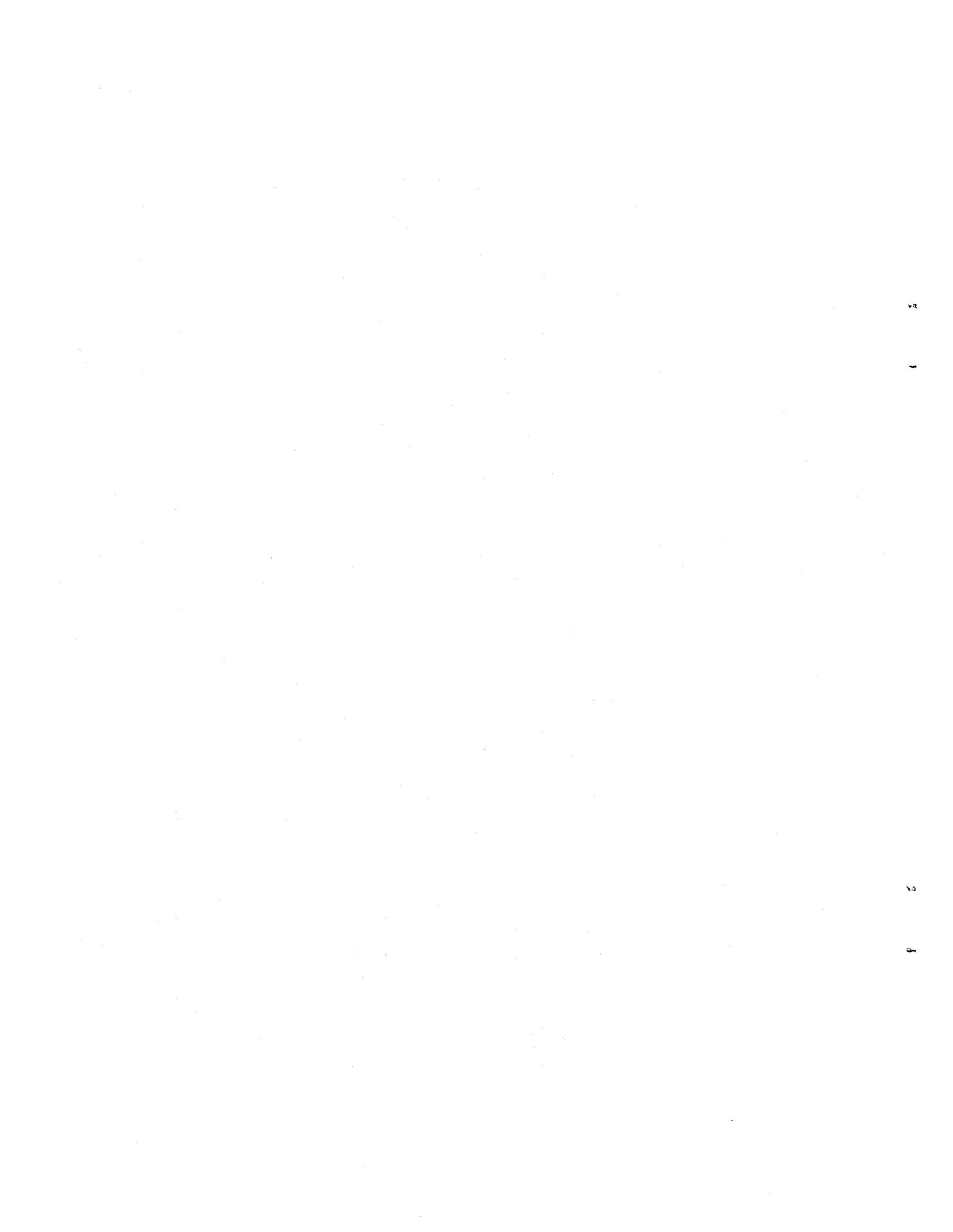
1.	Apertura y crecimiento económico con equidad: ejes de la estrategia actual .....	8
2.	El marco institucional del sector eléctrico .....	45
3.	El Decreto con Fuerza de Ley N 1 de 1982 o Ley General de Servicio Eléctrico .....	46
4.	El Centro de Despacho Económico de Carga .....	47
5.	Propiedad de la generación y transmisión de los sistemas interconectados SIC y SING .....	51
6.	Campaña de sensibilización de la Comisión Nacional de Energía .....	120
7.	Areas de investigación, desarrollo y grupos de investigación .....	121
8.	Proyectos específicos realizados por el sector industrial y minero .....	123

**INDICE DE GRÁFICOS**

	<b><u>Página</u></b>
1. Evolución de las importaciones por tipo de fuentes .....	15
2. Evolución de la estructura de producción de energía primaria .....	16
3. Estructura del consumo final de energía .....	17
4. Evolución de los índices de los principales indicadores .....	21
5. Evolución de las emisiones de contaminantes atmosféricos .....	23
6. Evolución del sendero energético .....	24
7. Precio real de las acciones .....	82
8. Evolución de las emisiones por unidad de consumo .....	95
9. Evolución de los índices de emisión por unidad de consumo .....	97
10. Evolución de los índices de emisión por unidad de valor agregado .....	98
11. Evolución de la producción de energía eléctrica total .....	101
12. Evolución de los índices de emisión por unidad de energía generada .....	102
13. Evolución de la intensidad energética y eléctrica .....	124
14. Evolución de las tarifas eléctricas, sector residencial .....	134

**LISTA DE ACRÓNIMOS**

<b>CNE:</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CDEC:</b>	Centro de Despacho de Corfo
<b>CODELCO:</b>	Corporación Nacional del Cobre
<b>COMAR:</b>	Combustibles Marítimos
<b>CORFO:</b>	Corporación de Fomento de la Producción
<b>CHILGENER:</b>	Empresa Chilena de Generación Eléctrica S.A.
<b>EMALCO:</b>	Empresa Almacenadora de Combustible
<b>FRONTEL:</b>	Empresa Eléctrica de la Frontera
<b>EDELNOR:</b>	Empresa Eléctrica del Norte
<b>EDELNORSA:</b>	Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A.
<b>EMEC:</b>	Empresa Eléctrica de Coquimbo
<b>EMEL:</b>	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.
<b>EMELAT:</b>	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.
<b>EMELARI:</b>	Empresa Eléctrica de Arica S.A.
<b>EDELAYSSEN :</b>	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
<b>ELECDA :</b>	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
<b>ELIQSA:</b>	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.
<b>ENACAR:</b>	Nacional del Carbón
<b>ENAP:</b>	Empresa Nacional de Petróleo
<b>ENDESA:</b>	Empresa Nacional de Electricidad
<b>FRONTEL:</b>	Empresa Eléctrica de la Frontera
<b>FEPP:</b>	Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo
<b>GTZ:</b>	Agencia de Cooperación de Alemania.
<b>IPSA:</b>	Índice de las Principales Sociedades Anónimas
<b>OLADE:</b>	Organización Latinoamericana de Energía
<b>PIB:</b>	Producto Interno Bruto
<b>RCP:</b>	Refinería de Petróleo de Concón.
<b>SAESA:</b>	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
<b>SEC:</b>	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
<b>SIC:</b>	Sistema Interconectado
<b>SIPETROL:</b>	Sociedad Internacional Petrolera
<b>SIEE:</b>	Sistema de Inversión Económica Energética
<b>SONCAL:</b>	Sociedad Nacional de Alimentos
<b>YPF:</b>	Yacimientos petrolíferos Fiscales (Argentina)



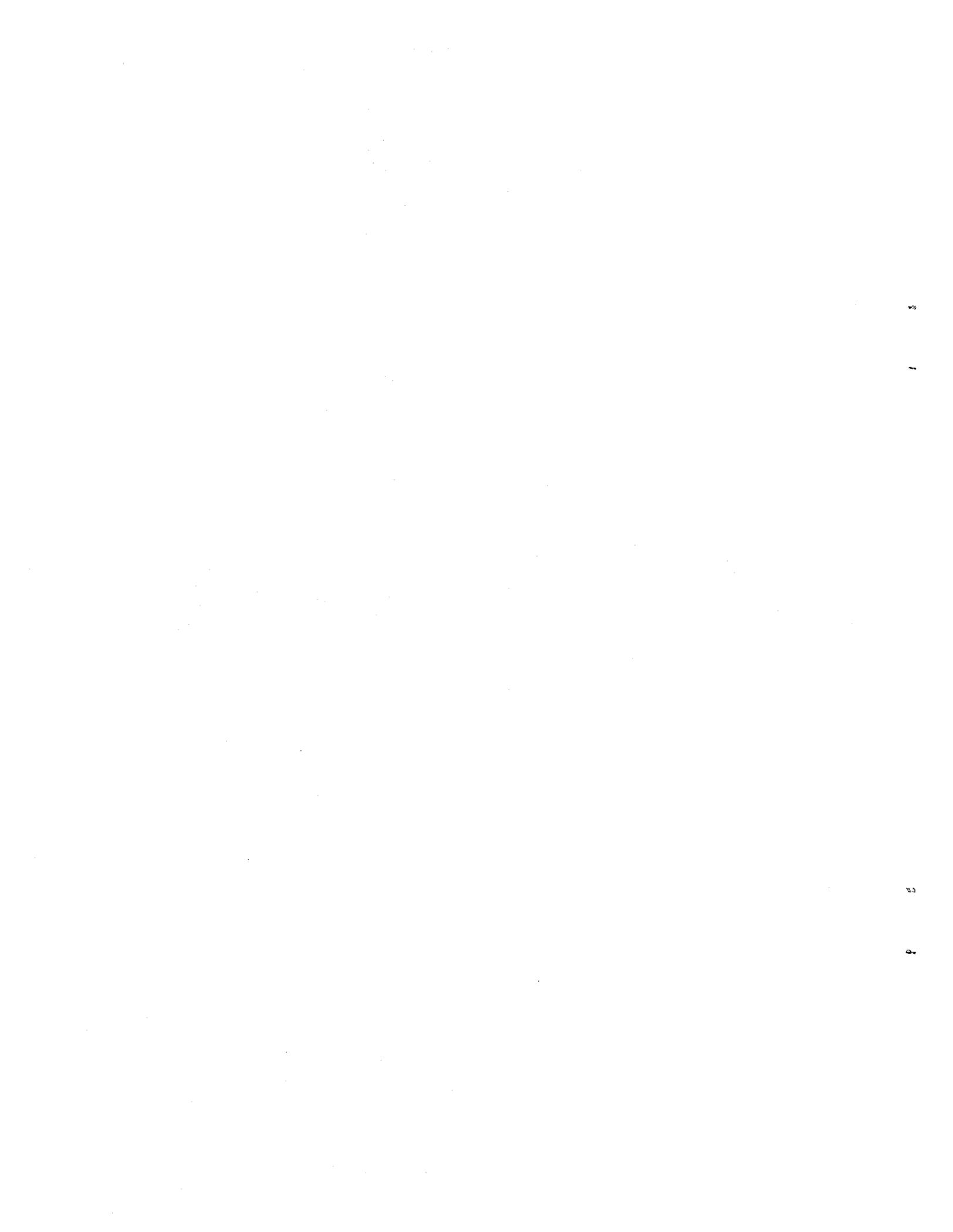
## RESUMEN

En los últimos años Chile experimentó importantes avances en el desarrollo económico y social y en la consolidación de su democracia. En este contexto, el sector energético y el eléctrico han funcionado y funcionan razonablemente bien. Sin embargo persisten algunas dudas relativas a las limitaciones y obstáculos que existen en el funcionamiento de los mercados, en particular el eléctrico y a futuro el del gas, de manera tal de hacerlos más eficientes.

Producto de las políticas energéticas y económicas, el sendero energético chileno observa por una parte una propensión levemente declinante de la intensidad energética global - medida por la cantidad de energía consumida por unidad de producto-; un aumento sustantivo del consumo de energía por habitante y del grado de electrificación, y por otra parte un constante aumento en las emisiones de gases y partículas, que en el caso de ciertos contaminantes y a pesar de las políticas implementadas en materia de planes de descontaminación, plantean interrogantes sobre la sustentabilidad del desarrollo energético emprendido.

Las reformas del sector energético y en particular la del eléctrico cambió drásticamente la situación imperante hasta 1974, al modificar el sistema tarifario y segmentar el subsector en un área de generación-transmisión y una de distribución. Se trató de promover una mayor eficiencia en el desarrollo sectorial a partir de la apertura a la iniciativa privada y propiciar una mayor competencia; separar los roles regulador y empresario del Estado; fijar tarifas eficientes y mejorar el perfil financiero de las empresas eléctricas.

La evaluación del proceso de reestructuración eléctrica demostró que ésta adolece de ciertas limitaciones, algunas de ellas perfectibles a nivel de la nueva legislación que se está tratando de instrumentar, por caso el sistema de transmisión; y otras de carácter estructural, más complejas en sus soluciones, provocadas por el elevado grado de integración vertical, horizontal e intersectorial y la propiedad de los derechos de agua.



## SINTESIS EJECUTIVA

### La Evolución del Sector Energético

La evolución energética observada en las dos últimas décadas mostró como rasgo predominante de la producción nacional de energía primaria una constante disminución de la participación de los hidrocarburos y del carbón, en contraste con el considerable aumento de la hidroelectricidad y la leña.

Este cambio en la estructura de la producción primaria, enfrentado a un ritmo fuertemente creciente de la demanda interna, tuvo como consecuencia un aumento sustantivo de las importaciones, principalmente de fuentes primarias -petróleo y carbón- y marginal pero cada vez mayor, de derivados -gas licuado y diesel-. De esta forma, la componente importada en la estructura de la oferta interna pasó de representar un promedio del 40% en la década de los setenta a un 50% en la década de los ochenta y principios de los noventa.

Como consecuencia de la crisis de comienzos de los ochenta, entre 1980 y 1985 el PIB registró una tasa media anual negativa del 0.5%. La economía chilena experimentó a partir del segundo quinquenio de los ochenta y hasta 1993, un crecimiento promedio anual del 8% y una variación acumulada del producto por habitante en términos reales del 46%. Aunque con ciertas oscilaciones, la demanda de energía acompañó a esta tendencia, presentando un aumento del orden del 6% anual en estos últimos ocho años.

Para hacer frente al crecimiento del consumo energético de los últimos veinte años, el esfuerzo realizado en la inversión sectorial mostró dos períodos cualitativa y cuantitativamente distintos, que fueron coincidentes con el conjunto de reformas practicadas: entre 1973 y 1981 la inversión total alcanzó (en US\$ corrientes) a US\$ 4 000 millones, de los cuales la inversión pública representó el 91%; en cambio en el período 1982-93 de los US\$ 8 000 millones invertidos, el sector privado aportó el 75%. Esto significa que a pesar de las reformas, el Estado no se desentendió totalmente del desarrollo del sector por cuanto siguió invirtiendo un promedio de US\$ 183 millones anuales en los últimos diez años.

Las políticas sectoriales practicadas, conjuntamente con la tendencia económica descrita, se tradujo en un sendero energético en el que se observó por una parte una propensión levemente declinante de la intensidad energética global -medida por la cantidad de energía consumida por unidad de producto; un aumento sustantivo del consumo de energía por habitante y del grado de electrificación, y por otra parte un constante aumento en las emisiones de gases y partículas, que en el caso de ciertos contaminantes plantean una serie de interrogantes sobre la sustentabilidad del desarrollo energético emprendido, a pesar de las acciones realizadas en los últimos años por el Plan de Descontaminación de la Región Metropolitana.

## **El Contexto Económico y Político de Las Reformas**

Las importantes reformas del sector energético chileno, sus contenidos y efectos, han sido en general motivo de controversia pública y de permanente análisis, trascendiendo ampliamente al propio sector, influyendo en las reestructuraciones realizadas en otras áreas. Tales reformas han sido presentadas en distintas esferas nacionales e internacionales como un ejemplo a imitar, muy especialmente las ejecutadas en el subsector eléctrico.

A partir de 1974 Chile llevó a cabo un proceso de profundas reformas en el campo económico y social, proceso que tocó prácticamente a todas las actividades del país y particularmente al sector energía. La magnitud de las reformas provino de la convicción que debía redefinirse el papel del Estado en la sociedad, centrando su acción en el campo que le era propio, retirándolo de la gestión empresarial, y dejando operar libremente a los individuos y a las fuerzas del mercado. Dichas reformas se inscribieron en un proceso más amplio de reforma económica general, dentro de la cual fueron trascendentes las relativas a la apertura económica, la reforma laboral y previsional, del mercado de capitales y la autonomía del Banco Central.

Estas transformaciones se comenzaron a gestar en el contexto de un régimen político muy particular que facilitó un proceso privatizador y de reformas legales expedito, que sólo alcanzó legitimidad cuando se restauró el régimen democrático.

El proceso de las reformas en el sector energía, si bien contó con una orientación general claramente definida y respondió a los principios indicados, no tuvo sujeción a un plan predeterminado y contenía una serie de indefiniciones, que se explicarían por dos motivos: el primero porque en esa época no se sabía con certeza hasta qué punto se podía avanzar en la descentralización, el establecimiento de mercados competitivos y la participación privada en una actividad que en décadas anteriores estuvo controlada por el Estado; el segundo, por la falta de experiencias internacionales en este campo, en particular las relativas a la definición y funcionamiento de los marcos regulatorios pertinentes.

Dentro del contexto general de la política de industrialización iniciada en la década de 1940 el desarrollo del sector energético chileno tuvo, al igual que en todos los países de América Latina y El Caribe, su origen esencial en una decidida acción del Estado y en dos empresas públicas: la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA). Estas dos empresas, la primera conservada hasta ahora como empresa pública y la segunda privatizada en 1989, fueron consideradas en el período histórico, y lo son aún en la actualidad, como ejemplos de empresas eficientes.

Por ello es necesario destacar que el proceso de privatización de las empresas públicas energéticas de Chile no tuvo la particularidad de otros países de América Latina y El Caribe, en los que las empresas públicas se caracterizaron por el desorden administrativo, la ineficiencia operativa, económica y financiera, falta de perspectivas y malas planificaciones atribuibles, tanto al manejo interno como al rol que les hicieron cumplir los diferentes gobiernos de la mayoría de países de la región.

## **Síntesis de las Reformas**

En la práctica, las reformas al sector se efectuaron en dos etapas: la primera, que cubre el período 1974-1977, consistió básicamente en el restablecimiento de las condiciones económico-financieras de las empresas estatales, y en un ajuste de los precios de todos los productos energéticos para acercarse a los niveles internacionales -en el caso de los productos transables como el carbón, el petróleo y derivados-, y a niveles de autofinanciamiento, en el caso de los no transables como la electricidad. En esa época se dieron asimismo los primeros pasos para eliminar las condiciones de excepción en la gestión de las empresas estatales y crear algunos espacios para la participación privada. La segunda etapa, que adquirió fuerza a partir de la creación de la Comisión Nacional de Energía en 1978 y culminó con la privatización de ENDESA en 1989, cubre las reformas estructurales que implicaron importantes cambios en los marcos institucionales, regulatorios, legales y de propiedad en los subsectores electricidad, hidrocarburos y carbón.

Con frecuencia se señala al sector eléctrico como el único subsector energético reestructurado. Sin embargo, dentro del subsector hidrocarburos y también en el del carbón, se efectuaron reformas de gran profundidad frente a las cuales los agentes económicos han tenido actitudes diferentes debido a las especificidades de cada uno de estos mercados.

### **Las Reformas en el Sector Petróleo y Carbón**

En el sector petróleo las principales reformas llevadas a cabo pueden sintetizarse en: la liberación de precios y de las importaciones y exportaciones de crudo y derivados, el libre acceso de los particulares a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural mediante contratos de operación, el libre acceso a la refinación y la libre entrada a las actividades de distribución primaria y secundaria. Por su parte ENAP circunscribió su acción exploratoria directa a la zona de Magallanes, se estructuraron dos filiales con las refinerías bajo régimen de sociedades anónimas, operando bajo condiciones de competencia entre sí y con los importadores de refinados o derivados.

Estas reformas llevaron a que la responsabilidad tradicional de ENAP de abastecer la demanda de derivados quedara traspasada al funcionamiento de un mercado libre y competitivo. En general se reconoce que desde el punto de vista de realización de inversiones, calidad de productos y fijación de niveles de precios, este mercado competitivo ha funcionado relativamente bien, existiendo una suerte de regulación implícita de precios a través de las refinerías estatales.

De hecho en este subsector, al liberarse los precios al consumidor, la empresa estatal ENAP practica una política de comercialización de sus productos refinados que se atiene a los niveles de paridad internacional.

Frente a la apertura a la iniciativa privada de las actividades de exploración, explotación, almacenamiento, transporte, refinación y distribución, los agentes han respondido con iniciativas concretas a nivel de distribución y parcialmente en lo referente a almacenamiento y transporte; participan igualmente asociados con ENAP con capital de riesgo en actividades de exploración. Sin embargo, no hubo interés en invertir en el área de la refinación, seguramente por la incertidumbre de

participar en una actividad de alto riesgo, cuando ésta no incorpora un mínimo porcentaje de producción propia de crudo.

En el sector carbonífero, las reformas consistieron básicamente en liberar el precio del carbón así como las importaciones y exportaciones de este combustible, eliminar los subsidios al precio, diversificar la oferta a través del sector privado para desarrollar los yacimientos de carbón subbituminoso de Magallanes, y finalmente descentralizar parcialmente la Empresa Nacional del Carbón (ENACAR), alcanzándose a privatizar una de las minas estatales.

En el mercado del carbón, más allá de la competencia derivada de la libre importación y de la producción privada, el Estado ha intervenido en los establecimientos mineros de la VIII Región, por no poder competir con el carbón importado, apoyando a ENACAR por medio de un conjunto de políticas de reconversión no sólo productiva, sino fundamentalmente laboral.

### **Las Reformas en el Sector Eléctrico**

La reforma del sector eléctrico cambió drásticamente la situación imperante hasta 1974, al introducir un sistema tarifario basado en los costos marginales de producción y segmentar el subsector en un área de generación-transmisión y una de distribución.

Como parte integrante de las reformas y privatizaciones del sector energético, el principal objetivo del proceso de reestructuración del sector eléctrico iniciado en 1978 fue promover una mayor eficiencia en el desarrollo del sector a partir de tres elementos: abrir la posibilidad de competencia con la incorporación de la iniciativa privada; separar los roles regulador y empresario del Estado; fijar tarifas marginales y mejorar el perfil financiero de las empresas del sector.

Las reformas estructurales se iniciaron en 1980 y apuntaron a la separación de las actividades de generación-transmisión y distribución, así como a la descentralización y regionalización de las dos empresas eléctricas estatales existentes: ENDESA y CHILECTRA.

Junto con ello se estableció en 1982 un esquema competitivo a nivel generación con libre acceso de cualquier generador al sistema de transmisión, mediante el pago de un peaje, y acceso a los usuarios de gran tamaño. Los precios de venta a grandes usuarios finales fueron liberados, y los precios a las distribuidoras regulados sobre la base del promedio de los costos marginales de corto plazo del sistema, debiendo sin embargo ajustarse en una banda de  $\pm 10\%$  entorno a los precios libres. En este esquema no existe obligatoriedad de servicio para los generadores, los que se desarrollan exclusivamente sobre la base de las fuerzas de mercado.

Como etapa final de las reformas, entre 1986 y 1990 se privatizó el sector eléctrico, tanto en sus segmentos de generación como de transmisión y distribución, lo cual modificó sustancialmente el escenario preexistente. De esta forma se fue configurando el sector en torno a un amplio dominio de la actividad privada, expresada en un cuadro de concentración de la propiedad de las empresas en el segmento de generación-transmisión y la existencia de monopolios naturales en el área de la distribución.

A juicio de muchos analistas el mercado eléctrico actual presenta en el Sistema Interconectado Central (SIC) barreras de entrada para nuevos operadores, a raíz del control del sistema de transmisión por parte de la principal empresa de generación. Presenta asimismo un sistema de peajes discrecional, con escasa transparencia flexibilidad, y una concentración de la propiedad de los derechos de agua de mayor valor comercial. Si bien es cierto que se han desarrollado nuevos proyectos por parte de empresas nuevas en el mercado cubierto por el SIC, éstos tienen poca significación en términos de un real desarrollo de la competencia.

En cuanto a la inversión, el actual sistema tarifario basado en el caso de la generación en los costos marginales necesarios para satisfacer las demandas de potencia de punta y energía en cada punto del suministro a las redes de distribución, ha dado buenos resultados como lo prueba el hecho que todos los proyectos principales de inversión se han materializado oportunamente.

A partir de 1990 se ha puesto un especial énfasis en la rigurosidad del cálculo tanto de los precios de nudo, como en las tarifas de distribución, lo cual ha representado la posibilidad de mantener estables las tarifas e incluso reducirlas en algunos casos en términos reales, sin perjudicar el proceso de inversión privada. El pleno funcionamiento de la institucionalidad democrática ha hecho posible que la Cámara de Diputados, como instancia fiscalizadora, haya solicitado y examinado todos los antecedentes en que se basó la fijación de tarifas de distribución eléctrica en el año 1992.

También a partir de 1990 se ha tratado de otorgar al proceso de privatizaciones un objetivo claramente vinculado al perfeccionamiento del mercado eléctrico. Es así como la privatización por etapas de la empresa de generación estatal, la Empresa Eléctrica del Norte Grande S. A. (EDELNOR S. A.), propietaria a su vez del sistema de transmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande, ha estado directamente vinculada a la segmentación de las áreas de generación y transmisión, convirtiéndose esta última en un segmento de propiedad compartida.

A su vez la progresiva incorporación de capital privado a la empresa de generación estatal Colbún se ha planificado en la perspectiva de consolidar a ésta como un fuerte tercer operador independiente del Sistema Interconectado Central.

Igualmente se advierte en las dos últimas administraciones una creciente preocupación por la influencia del proceso de desarrollo energético sobre la inestabilidad social y medioambiental. En este sentido el país cuenta actualmente con una Ley Marco del Medio Ambiente que permite examinar cada proyecto desde el punto de vista de su impacto ambiental; por otra parte, se han sentado las bases de un vasto programa de energización rural, el cual se espera culmine en un periodo de 10 años, con la cobertura eléctrica para el total del país.

### **Los Impactos de las Reformas y los Desafíos Futuros**

En los últimos años Chile ha experimentado importantes avances en distintas áreas de su desarrollo económico y social y en la consolidación de su democracia. En este contexto, el sector energético y el eléctrico han funcionado y funcionan razonablemente bien, tal es la conclusión que es posible

extraer de este trabajo. No obstante, esta afirmación se ve acompañada de algunas dudas relativas a las limitaciones y obstáculos que existen en el funcionamiento de los mercados, en particular el eléctrico y a futuro el del gas, de manera tal de hacerlos más eficientes.

Las dudas tienden a aumentar cuando las preguntas apuntan a aspectos relativos al desarrollo sustentable: ¿cómo hacer compatible un crecimiento acelerado con el necesario resguardo del medio ambiente?, ¿cómo garantizar que las opciones energéticas sean las óptimas, desde el punto de vista económico, ambiental y social?, ¿cómo y quién garantiza la electricidad para los sectores marginados de la sociedad?

Existen algunas tareas pendientes destinadas a asegurar la sustentabilidad del proceso de desarrollo en lo relativo a su capacidad de generar y adaptar el conocimiento científico y tecnológico, asegurar una distribución equitativa de los resultados del proceso de crecimiento y lograr un medio ambiente sustentable.

En este contexto debería analizarse la evolución del sistema energético, ya que la energía constituye una componente fundamental en cualquier estrategia de desarrollo sustentable, no sólo debido a su peculiar ubicuidad en toda actividad humana, sino también al rol decisivo que ésta posee en la competitividad del país, el medio ambiente, la integración en los nuevos espacios económicos y en el mejoramiento de la calidad de vida de los sectores marginados económica y/o geográficamente.

El debate sobre los impactos y el perfeccionamiento de las reformas debe incorporar la perspectiva del desarrollo sustentable, preocupación ausente en las primeras etapas del proceso de reforma del sector energético chileno. De hecho sólo muy recientemente, y en cierta forma como tema emergente, la sustentabilidad de los recursos, la protección del medio ambiente y la equidad formaron parte explícitamente de los objetivos de la reestructuración.

La evaluación del proceso de reestructuración del subsector eléctrico chileno demostró que ésta adolece de ciertas debilidades y limitaciones que pueden ser agrupadas en tres grandes conjuntos:

- ❖ el primero, que comprende aquellas áreas que evidencian ciertas distorsiones y obstáculos relativos al desarrollo eficiente del sistema eléctrico en el largo plazo, pero perfectibles a nivel de la legislación o de los procesos al interior del sistema mismo. Un claro ejemplo de ello lo constituyen los problemas relativos al sistema de transmisión y su impacto sobre la competencia en el mercado de la generación eléctrica en el sistema interconectado central;
- ❖ el segundo conjunto de problemas se ubica en el mismo contexto que los anteriores, pero dado su carácter estructural podría ser más complejo en sus soluciones, es el elevado grado de integración vertical, horizontal e intrasectorial. También en este conjunto se observa que otro aspecto controversial de barrera de entrada a la competencia en la generación eléctrica, motivada por la propiedad de los derechos de agua, puede perder importancia a mediano plazo, en la medida que se garantice el "acceso abierto" de nuevos generadores al (los) gasoducto (s) que se construirá (n) en el futuro inmediato;

- ❖ finalmente, el conjunto de problemas que desbordan el funcionamiento del propio sistema energético y que afectan la sustentabilidad misma del modelo de crecimiento en un espacio económico ampliado.

El problema del desarrollo energético chileno, desde la perspectiva del desarrollo sustentable con equidad, ha sido abordado sólo parcialmente y no se le ha asignado la importancia que corresponde. En este contexto, el país afrontará una serie de desafíos, entre los cuales merecen destacarse:

- ❖ en qué medida seguirá siendo el petróleo la fuente energética dominante, actualmente representa un 40% del consumo total de energía, y seguir Chile dependiendo casi exclusivamente del petróleo importado (90% del abastecimiento interno);
- ❖ cómo afectarán al desarrollo nacional las restricciones de índole medioambiental, presumiblemente mucho más severas en el futuro, que la sociedad chilena y la comunidad internacional impondrán a los proyectos energéticos ;
- ❖ cómo afectarán los distintos patrones o estilos de desarrollo industrial, desarrollo urbano y calidad de vida, al nivel y composición de la demanda de energía y
- ❖ cómo se garantiza en el largo plazo un suministro eficiente y oportuno de energía, bajo las actuales condiciones de mercado con grados crecientes de internacionalización e incluso con la colocación de capitales nacionales en el extranjero.

El supuesto implícito en las medidas adoptadas por la reestructuración del sector energético y en particular del eléctrico era que debían lograr una mayor eficiencia, entendida en su sentido amplio: incluyendo la eficiencia social en la asignación de los recursos, promoviendo la competencia, la descentralización y desconcentración de la propiedad de las empresas del sector, otorgando un rol determinante al sector privado y de subsidiariedad al Estado. El análisis ex-post permite observar resultados positivos en muchos aspectos y negativos en otros.

Los desafíos futuros del sector energético nacional se dan en el contexto de una matriz energética fuertemente desequilibrada, debido a la creciente dependencia de las importaciones de hidrocarburos -en particular las de petróleo y a futuro las del gas natural- y la difícil situación de competitividad del carbón nacional. Esto hace necesario que el potencial hidroeléctrico del país, caracterizado por abundantes recursos que han sido utilizados solamente en un 15%, sea aprovechado racional y coherentemente en el futuro, para lo cual debe constituirse en uno de los lineamientos básicos de la política energética.

Chile ha completado un período de 10 años en que el PIB ha crecido en un promedio de 7% anual. En la formación de ese producto el sector energético contribuye en la actualidad con un 6.3%. Las perspectivas de crecimiento económico para los próximos años, estimados recientemente por la

autoridad económica a una tasa de 5.8% anual en forma sostenida, demandará del sector energético un esfuerzo de inversión anual del orden de 600 millones de dólares en los próximos 5 años, que dentro del actual marco de la política económica deberán provenir, en su mayor parte, del sector privado, lo cual requiere de reglas de juego claras y estables.

### **La Aplicabilidad de la Experiencia del Caso Chileno a Otros Países de América Latina y El Caribe**

La apertura comercial y las condiciones planteadas -mercados más discriminatorios y selectivos en función de rentabilidad- por los entes financieros para financiar las cuantiosas inversiones que requiere el sector eléctrico de los países en desarrollo, constituyen señales de ineludibles reformas institucionales. Estas incluyen, prácticamente como una exigencia, la participación del sector privado, la incorporación de gestiones comerciales que privilegian la rentabilidad y no el servicio en sí mismo; y en el caso de los organismos multilaterales se adicionan, la introducción del uso eficiente de la electricidad y la protección del medio ambiente.

Las características propias que presenta el abastecimiento eléctrico y que lo diferencian del resto de los energéticos por una parte, y la crisis por la que atraviesa la industria eléctrica en muchos países de América Latina por otra, recomiendan no abandonar el debate sobre las opciones de reforma y el análisis de las experiencias más cercanas. Aún cuando se la tome como referencia o ejemplo de reformas a implementar en otros países de América Latina y El Caribe, la experiencia chilena es relativamente reciente y, por ende, las conclusiones que se desprendan de ella pueden ser incompletas, e incluso discutibles.

Del análisis de la reforma eléctrica chilena se deduce que estos procesos deben tener como objetivo la constitución de mercados competitivos, evitando la integración vertical y la concentración, y disminuyendo al mínimo las barreras de entrada al sistema. El hecho objetivo que estos criterios no se hayan aplicado en el caso chileno hace prever serias dificultades para perfeccionar el mercado y para asegurar las inversiones en el medio y largo plazo.

Cada país debe adaptar las reformas a sus realidades políticas, económicas y sociales, evitando repetir mecánicamente esquemas aplicados en otros países. Es altamente conveniente que las reformas sean sancionadas luego de un proceso de discusión participativa, logrado a través de los mecanismos propios de la seguridad democrática que le confiere legitimidad y estabilidad. En ese mismo contexto, la instrumentación de mecanismos que permitan a los consumidores una activa participación en el proceso de gestión energética es un objetivo altamente deseable.

La reforma en la gestión de los sistemas energéticos que confiera un rol dominante al sector privado y subsidiario al Estado, debe ser permanentemente asumida como un servicio de utilidad pública, concedida por la sociedad a la gestión privada. En este marco, el Estado no debe renunciar a la fijación de la política y debe asumir un rol sustantivo en la planificación del sector, garantizando su desarrollo en términos de sustentabilidad, no sólo económica sino también social y ambiental. Para lo anterior la consolidación de una autoridad energética independiente y altamente jerarquizada y capacitada es un elemento esencial en cualquier proceso de reforma.

Los resultados del proceso de reforma del sector probaron la existencia de premisas de base que deberían ser tenidas en cuenta en la transposición de la experiencia chilena al caso de otros países de la región. Ellas son:

- ❖ ni la intervención estatal absoluta ni el liberalismo a ultranza garantizan la eficiencia económica;
- ❖ la liberalización total no es factible, ya que no existen mercados competitivos en todos los segmentos de la cadena energética, en particular en la eléctrica;
- ❖ el mercado de la electricidad determina que la regulación sea inevitable, independientemente del régimen de propiedad de las empresas;
- ❖ una mayor intervención del Estado no es garantía de una regulación eficaz;
- ❖ la capacidad de regulación del Estado deberá reforzarse sostenidamente para responder a un funcionamiento del mercado energético cada vez más complejo, sobre todo considerando la integración creciente y la mayor apertura de las economías y
- ❖ la integración vertical, particularmente cuando se trata de la generación y transmisión de electricidad, y la integración intersectorial, pueden afectar negativamente la competitividad.

## PRESENTACIÓN

La Organización Lationamericana de Energía (OLADE), la Comisión Económica para América Latina y El Caribe de las Naciones Unidas (CEPAL) y la Agencia de Cooperación de Alemania (GTZ), están desarrollando la primera fase del Proyecto Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe, cuya finalidad es a la identificación de estrategias para la formulación de políticas energéticas que contribuyan al desarrollo sustentable.

El punto de partida del proyecto considera que no hay recetas o esquemas de aplicación universal ni para solucionar los problemas sectoriales que se acumularon durante décadas anteriores, como tampoco para afrontar los retos derivados de los procesos de reestructuración económica dentro del nuevo contexto internacional caracterizado por la globalización. Las situaciones y las características de cada país son únicas y las soluciones deben diseñarse en consecuencia.

El proyecto no trata de laborar teóricamente una estrategia ideal, sino que a partir de bases conceptuales generales, propone una gama de opciones para la formulación de políticas y estrategias, las que deben adaptarse a la realidad de cada país. Para ello, se seleccionaron tres países para realizar estudios de caso: Colombia, El Salvador y Chile, este último se analizará en el presente documento.

Chile fue seleccionado por ser pionero en la introducción de reformas en el sector energético, por lo que se consideró que su experiencia podría ser tomada como referencia por otros países de la región. Asimismo, es representativo de países con sistemas eléctricos de mediano tamaño, importadores neto de petróleo y presentar un alto índice de desarrollo humano y social.

En la realización de este estudio participó la Comisión Nacional de Energía de Chile, que conjuntamente con la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Medio Ambiente y Recursos Naturales de CEPAL, definieron la participación seis consultores, que desarrollaron los siguientes trabajos, publicados por CEPAL.

- Berstein Sebastián, "Establecimiento de una Política Energética Basada en el Funcionamiento de Mercados Competitivos y en la Participación Privada". Publicación de CEPAL LC/R. 1502
- Inostroza Gabriel. "Control del Estado y Gestión Empresarial en el Sector Eléctrico". Publicación LC/R. 1497
- Leighton Patricio, "Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas". Publicación LC/R. 1491

- Lorenzini Sergio, "Análisis de la Competitividad en la Generación Eléctrica". Publicación LC/R. 1498
- Paredes Ricardo. "El Sector Eléctrico y el Mercado de Capitales". Publicación LC/R. 1496
- Tohá Jaime. "Estudio sobre la reforma del Sector Energético". Publicación LC/R. 1493

Los resultados de estos trabajos fueron revisados por la Comisión Nacional de Energía y CEPAL, y se presentaron en un seminario nacional desarrollado en Santiago entre el 3 y 4 de mayo de 1995, en el cual se profundizó el debate que se viene desarrollando dentro de la región, destacando no sólo los aspectos normativos y operativos de las reformas energéticas, sino también los efectos del entorno económico y social en su direccionalidad, y el impacto de las políticas energéticas sobre el desarrollo sustentable.

El presente documento ha sido elaborado tomando como base los trabajos de los consultores y los resultados del seminario nacional. Incorpora también una serie de trabajos que se han venido desarrollando en la División de Medio Ambiente y Recursos Naturales de CEPAL<sup>1</sup>

## I. LA EVOLUCIÓN DE LA ECONOMÍA Y DE LA ENERGÍA

### A. LOS RASGOS MÁS IMPORTANTES DE LA EVOLUCIÓN MACROECONÓMICA

Si bien el análisis de la experiencia macroeconómica chilena de las dos últimas décadas sobrepasa el alcance de este trabajo, es preciso señalar algunos de sus rasgos fundamentales relacionados con los impactos tanto sobre la reestructuración, como en el desarrollo mismo del sector energético.

#### 1. Período 1974 - 1985

La evolución económica entre 1973 y 1982 se caracterizó por la puesta en marcha de una serie de medidas de reforma estructural orientadas a liberalizar la economía y a racionalizar al sector público. Con excepción del mercado laboral, todos los mercados fueron desregulados hacia fines de los años setenta y principios de los ochenta. Dichas reformas se vislumbraban como la única forma de colocar a la economía en una senda de rápido crecimiento y de minimizar la trayectoria de desequilibrios macroeconómicos, abarcando al amplio espectro de la organización económica de la sociedad.

Luego de la profunda recesión de 1975 en que el producto cayó en más del 12%, entre 1976-1980 la tasa anual del PIB registró un crecimiento promedio del 7.5%, en un contexto en que se estaba generando un importante superávit y la economía se monetizaba rápidamente. Aún con este fuerte crecimiento, los resultados de las políticas de liberalización mostraban tres instrumentos de políticas que tuvieron un papel determinante en la generación de los desequilibrios en la cuenta corriente del segundo quinquenio de los años setenta: la liberalización del sistema financiero, la desregulación del flujo de capitales del exterior y el uso del tipo de cambio como instrumento antinflacionario.<sup>2</sup>

Quizás una de las reformas más importantes fue la liberalización del comercio exterior, lo que significó abandonar la estrategia de industrialización hacia adentro: se dismanteló una institucionalidad que se había desarrollado durante más de cuatro décadas para implementar la política industrial, y una capacidad productiva formada por empresarios privados y públicos, profesionales, técnicos y trabajadores que sufrieron la pérdida de empleos y oportunidades<sup>3</sup>.

Los efectos de la liberalización sobre la industria son difíciles de evaluar. La producción industrial fue afectada drásticamente por la recesión económica centrada en 1975. Luego de seis años de aplicación del modelo, en 1979 el valor agregado industrial era un 8% menor que el de 1974; el

insatisfactorio comportamiento de la producción industrial llevó a que su participación en el PIB decreciera notoriamente en esos mismos años del 26% al 20%, el nivel ocupacional permaneció por debajo de los niveles de principios de la década, como consecuencia de la pérdida de posición de las industrias intensivas en mano de obra como en otras ramas cuya producción bruta aumentó. Frente a la competencia externa, el sector manufacturero se ajustó por tres vías: una fue la declaración de quiebra o cierre de plantas; la segunda a través de una mayor especialización intraindustrial -sea por fusión de empresas o mediante la suspensión de líneas de producción al interior de una firma-; la tercera, las empresas que subsistieron a más de reducir la gama de producción se transformaron en importadores de sustitutos de su producción anterior.<sup>4</sup>

Al analizar el caso chileno, la mayoría de autores coinciden en señalar que la apertura fue excesiva y se realizó en un momento inoportuno, faltó la adaptación de las concepciones teóricas a la naturaleza específica de la economía chilena. La hipótesis que la apertura promovería la expansión de actividades intensivas en mano de obra y la contracción de aquellas capital-intensivas, no se corroboró en las características de los cambios registrados en la estructura productiva ni en la tasa de utilización de los recursos disponibles.

Entre 1981 - 1982 se agravaron los desequilibrios y colapsó el sistema financiero liberalizado. El déficit comercial llegó al 10.3% del PIB; el ahorro nacional se redujo en 6% del producto, y el ahorro interno se situó en un nivel de 14.5%. Paralelamente, como consecuencia de la intervención gubernamental para paliar la crisis financiera del sector privado, se registró un deterioro del 10% en el producto de las cuentas públicas que unido a un sensible deterioro de los términos del intercambio (13% anual en 1981 y 1982), hicieron inviable la estrategia de alta absorción con endeudamiento externo.

Entre 1982 - 1984, la Superintendencia de Bancos intervino con una serie de medidas especiales de ayuda al sector privado: compra de cartera vencida por parte del Banco Central, reprogramación subsidiada de la deuda productiva, hipotecaria y de consumo, instauración de un dólar preferencial para el pago de intereses y amortizaciones de la deuda externa, desdolarización de los pasivos externos. El costo fiscal de estos programas y las pérdidas de cambio del Banco Central se estimó en 9 000 millones de dólares.

Estos años corresponden a los más duros y difíciles del período de ajuste: en 1982 el producto cayó 14% y en 1983 volvió a caer, la tasa de desocupación se elevó hasta alrededor del 30%. En 1984, el producto volvió a crecer en función de políticas más expansionistas, que se aplicaron por un breve lapso como consecuencia de que generaron un deterioro, imposible de financiar, de la situación externa.<sup>5</sup>

## **2. Período 1985 - 1990**

A partir de 1985 se pone en práctica un nuevo programa de ajuste que trató de soslayar las incoherencias observadas en los años anteriores, que llevó a una recuperación con alta tasa de crecimiento y una importante disminución del desempleo: el producto creció a un promedio del 7%

anual entre 1986-1990, y el desempleo se redujo en 20 puntos del máximo de 31.3% alcanzado en 1983.

Esta etapa que se inició con la crisis de la deuda, puede caracterizarse como del ajuste estructural hacia la economía exportadora ("primera fase") en que se consolida el sistema de mercado y Estado subsidiario, al mismo tiempo que se instrumentan una serie de medidas correctivas al modelo de economía abierta con endeudamiento externo que había entrado en crisis entre 1982-1983. Tres son los cambios más notables de este período:

- i) regulación de tasa de interés, tipo de cambio, bandas de precios agrícolas y tarifas públicas, con la intención de provocar una modificación estructural de precios relativos hacia un esquema más favorable para una economía exportadora. Esto implicó una protección efectiva que favoreció la recuperación del sector transable de la economía, en particular de la industria y la agricultura que crecieron a ritmos superiores al 6%;
- ii) dados los compromisos fiscales en los acuerdos con el Fondo Monetario y el Banco Mundial, se consolida el proceso de privatizaciones de empresas públicas -teléfonos y electricidad-, pero a diferencia de los mercados de capitales sin un esquema riguroso de regulación; y,
- iii) consolidación de las reformas en los sistemas previsionales, creando una masa de capital accesible al sector privado (luego se verá la repercusión que esta medida tuvo sobre el sector eléctrico)

Es necesario precisar que esta etapa estuvo caracterizada por un severo ajuste hasta 1989, y luego por un fuerte incentivo al gasto doméstico con una política monetaria más expansiva claramente motivado por razones electorales de esa época. En efecto, el cambio de dirección dado a la demanda doméstica fue tan notorio que las primeras medidas económicas implementadas a partir de 1990 (año en que el producto creció un 10%), tuvieron que ser orientadas a "enfriar" la economía mediante una política monetaria más austera.

Se puede afirmar que el éxito de esta etapa radicó en el mejoramiento de los términos del intercambio y de las cantidades exportadas, y en el acceso al financiamiento externo. Asimismo, aparte de la evolución favorable de la situación externa, dos factores contribuyeron a crear las condiciones para los logros alcanzados en el segundo quinquenio de los años ochenta: un mayor equilibrio fiscal y el mayor ordenamiento del sistema financiero.

Como contrapartida a estos logros que se alcanzaron a nivel macroeconómico y aún cuando se implementaron programas de transferencias de ingreso, se asistió a un serio deterioro en términos sociales: el salario real se redujo en 20%, aumentó la población en condiciones de pobreza (la proporción de hogares se elevó de 17% en 1969 a 38% en 1987). Es decir, el impacto social de las políticas económicas y las recesiones internacionales sobrepasaron los beneficios de los programas sociales paliativos. Hacia fines de los años ochenta, se registró una disminución de la magnitud de la indigencia y de la pobreza, sin embargo en 1990 34% de los hogares eran pobres (12% indigentes), cifras que duplican las existentes dos décadas antes.<sup>6</sup>

### **3. Período 1990 - 1994**

En este período el gobierno se propuso compatibilizar, al interior de una economía de libre mercado y en un marco de equilibrio macroeconómico, el crecimiento de largo plazo basado en la empresa privada y la orientación exportadora, con el mejoramiento de las condiciones distributivas y el combate a la pobreza.

Se trató de compatibilizar tres grandes desafíos: mantener la confianza del empresariado nacional y de inversionistas extranacionales; responder parcialmente a las justificadas y crecientes demandas sociales; y mantener el equilibrio macroeconómico. La estrategia seguida (Ver Recuadro 1) fue de concertación entre los diferentes actores, buscando soluciones negociadas a los problemas de empleo, remuneraciones y condiciones laborales.

Desde el punto de vista social, la reforma tributaria aprobada en 1990 permitió expandir los recursos destinados a fines sociales; se firmó el "Acuerdo Marco" en el cual gobierno, empresarios y trabajadores lograron, durante cuatro años consecutivos acuerdos sobre los reajustes del salario mínimo, de las remuneraciones del sector público y de las pensiones; y modificaciones de la ley laboral que introdujeron mayor equidad en el poder de negociación de trabajadores y empleadores. El crecimiento del salario real mínimo registrado entre 1990 - 1992, tuvo un impacto importante en la reducción de la pobreza urbana de 34.2% a 27.4%, y en la indigencia de casi 12% a 7.3%.<sup>7</sup> Pero esta reducción se explica también con la reducción sistemáticamente del desempleo urbano: del 6.5% en 1990 a 4% en 1993.

Entre 1990-93, el producto se expandió a un ritmo promedio anual del 8.2%, que comparado con el de la población, se tradujo en un aumento acumulado del 15.7% en el ingreso real per cápita en tres años. También se produjo un cambio en la participación de los valores agregados sectoriales que registraron una disminución del sector primario (agricultura y minas) de casi dos puntos porcentuales y la permanencia en alrededor del 21% de la industria manufacturera.<sup>8</sup>

A partir de 1989 se inició un proceso denominado "segunda fase exportadora"<sup>9</sup>, que implicó para el sector industrial un crecimiento del 5%, la incorporación de 110 mil empleos, un aumento en la utilización de la capacidad instalada que llegó al 90% en 1993 y la orientación al sector industrial de casi el 25% de las inversiones totales. El sector industrial creció expandiendo su capacidad productiva, cuyo dinamismo obedeció a tres factores: el aumento de la demanda interna; el crecimiento del sector de los no transables -especialmente el sector construcciones-; el crecimiento de los "commodities" industriales y de las exportaciones intraregionales de manufacturas motivada por la expansión de la demanda externa<sup>10</sup>.

El cuadro 1 muestra para los primeros cuatro años de la década actual, el cambio registrado en la composición de las exportaciones totales del país, confirmándose la tendencia de los últimos años de la década anterior: disminución de 10% de la participación de las materias primas no procesadas, aumento significativo de los recursos naturales procesados (5%) y de las manufacturas (4%) y expansión de la franja de los servicios no financieros.

**Cuadro 1**  
**EXPORTACIONES DE BIENES Y SERVICIOS 1990 - 1994<sup>11</sup>**

	1990	1994	Variación Anual 1990-94
<b>Materias Primas</b>			
Millones de US\$	5 587	6 422	3.5%
(%)	54	44	
<b>Recursos Naturales Procesados</b>			
Millones de US\$	2 167	3 815	15.2%
(%)	21	26	
<b>Manufacturas</b>			
Millones de US\$	569	1 410	25.5%
(%)	6	10	
<b>Servicios</b>			
Millones de US\$	2 001	2 860	9.3%
(%)	19	20	
<b>Total Millones de US\$</b>	<b>10 323</b>	<b>14 507</b>	<b>8.9%</b>

**Fuente:** "Reestructuración Productiva, Organización Industrial y Competitividad Internacional en América Latina y El Caribe". La Industria Chilena entre 1970-1994: De la Sustitución de Importaciones a la Segunda Fase Exportadora. Cepal, Santiago LC/R. 1535, junio 1995.

La expansión de las exportaciones de servicios no financieros constituye una de las principales mutaciones estructurales de la economía chilena, que ocurre en un contexto de modernización, de importante cambio de composición del sector servicios e incremento de su importancia en el producto.

La difusión del sector moderno de los servicios que se extendió a servicios productivos y de comercialización asociados a empresas (con firmas que se especializan en la oferta de este tipo de servicios), está jugando un papel cada vez más importante en las cadenas productivas, haciendo imposible desvincular el análisis de la evolución del sector industrial de los servicios productivos. "Asociado a este fenómeno, la colocación de capitales y las inversiones en el exterior, que favorece desarrollos de nuevas exportaciones de bienes y servicios, aprendizaje tecnológico y nuevas facetas competitivas de los grupos económicos que amplían sus horizontes de competitividad, es quizá una manifestación temprana de los que linealmente podría haber sido considerado como sólo posible en una tercera fase exportadora".<sup>12</sup>

**Recuadro 1****APERTURA Y CRECIMIENTO ECONÓMICO CON EQUIDAD: EJES DE LA ESTRATEGIA ACTUAL**

En América Latina y El Caribe se acepta hoy la economía de mercado por exclusión y no por convicción o porque inspire entusiasmo. Se plantea por tanto el interrogante cómo conseguir apoyo social y político suficiente y sostenido para un proyecto con estas características. La percepción generalizada de que la economía de mercado tiende a producir una cierta injusticia distributiva básica, unido a la aversión del concepto de "lucro" -propio de la tradición marxista como católica- ha producido un grado de antagonismo instintivo hacia ella. Adicionalmente se suma la dimensión ética de que "los pobres no pueden esperar", como la dimensión política de que los estratos sociales de ingresos bajos no "quieren esperar".

La globalización de la economía mundial y la creciente inserción en ella de los países latinoamericanos produce, como efecto político interno una pérdida de soberanía y una reducción de la autonomía del Estado Nacional, a la hora de tomar decisiones políticas en materia económica: aranceles, impuestos, tipos de cambio, tasas de interés o controles públicos pueden resultar incompatibles con las reglas de juego de una economía abierta, sin entrar en contradicción con el funcionamiento de mercado. Las restricciones que imponen las nuevas realidades a la acción pública en materia económica, deben sin embargo conciliarse con las necesidades de lograr y mantener niveles razonables de paz social (sin lo cual no habrá estabilidad política ni crecimiento económico sostenido), lo que significa una acción persistente y eficaz en el campo social respecto de la pobreza, la igualdad de oportunidades y demás iniquidades que caracterizan a las sociedades latinoamericanas.

En el Chile democrático de estos últimos años, se ha acuñado el concepto de crecimiento con equidad, en el marco de una democracia en constante proceso de perfeccionamiento, como respuesta conceptual y operativa, la que aspiramos a convertir en eje central de un "proyecto país" que sirva de inspiración orientadora a la acción del Estado.

La creciente diversificación social -mayor organización de la sociedad, descentralización territorial y regional- conduce a la pérdida de poder del Estado Central, el que debe ser conciliado por una parte con una democracia más participativa, que implica el traspaso de atribuciones, capacidad decisoria y de recursos del Estado a la sociedad y desde el gobierno central a regiones y comunas, y por otra parte, con las exigencias del desarrollo económico y social.

En Chile sostenemos fuertemente la tesis de una estrategia multidimensional que apoya con convicción una amplia libertad global de comercio, en tanto se propone aprovechar, simultáneamente todas las oportunidades de acuerdo regional o bilateral que se le presentan -con la condición que sean compatibles con el GATT- y contribuyan al aumento neto del comercio y no a una mera reorientación del mismo.

En términos más específicos de gestión pública, se plantea con gran reiteración e insistencia, la necesidad de reducir el Estado, incluida con prioridad básica la privatización de empresas públicas. El problema no es tan sencillo: si bien es cierto que, en general, en América Latina y El Caribe el Estado está sobredimensionado en personal y funciones, no se trata sólo de achicarlo. EL desafío real consiste en crear un Estado de menor tamaño, medido en empleados públicos y número de instituciones y actividades, pero al mismo tiempo más sólido, con gran capacidad técnica, superior fortaleza y mayor cohesión política, capaz de desempeñar de modo eficaz los diversos roles que la realidad contemporánea le exige. *El ejercicio efectivo de autoridad, dentro de los confines de un estado de derecho; la capacidad de resolver problemas y conflictos y la capacidad de implementación de políticas y programas, vale decir, lograr que las cosas se hagan, que las decisiones se traduzcan en acción efectiva, son atributos del Estado contemporáneo en que debemos reconocernos como significativamente deficitarios.*

La opción de una economía de mercado abierta al exterior, con rol preponderante de la empresa privada es reconocida hoy como la única estrategia viable de desarrollo para el país. El compromiso de los dos últimos gobiernos democráticos con dicha estrategia otorga a esta opción la legitimidad política y social de la que inicialmente carecía al producirse la transacción a la democracia, por haber sido impuesta por el régimen autoritario.

La posibilidad de mantener en el tiempo las actuales políticas económicas está sujeta a la capacidad del país de seguir conciliando los requisitos de una política de crecimiento que ponga énfasis en las exportaciones (equilibrios macroeconómicos, estímulo a la competitividad, incentivos a la inversión, reglas económicas estables) con las exigencias de un compromiso efectivo con la equidad social (superación de la pobreza, igualdad de oportunidades, distribución razonable de los beneficios del progreso entre todos los sectores). Esto lo hemos bautizado en Chile como crecimiento con equidad. Creemos que se trata de una condición imperativa para asegurar estabilidad política, dinamismo económico y paz social y a su vez un desafío permanente, pues aunque se ha demostrado que dicha compatibilidad es posible, su existencia no está asegurada en el tiempo. En efecto, su perdurabilidad queda sujeta tanto a prueba de eficacia en lo económico y social, como a una percepción y evaluación popular sostenidamente positiva. En materia de Gestión del Estado, los avances hasta ahora logrados aunque importante, son parciales e insuficientes, deben entenderse sujetos a revisión y pendientes de consolidación y ampliación, requiriéndose al mismo tiempo, que tales esfuerzos se extiendan a áreas y sectores aún no abordados.

**Fuente:** Extractado de Boeninger, Edgardo. "Reforma y Modernización del Estado en América Latina". Editado en ILPES, Reforma y Modernización del Estado. Santiago, Chile. 1995. pp 155-191

## B. EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA ECONOMÍA NACIONAL<sup>13</sup>

### 1. En la formación del Producto Interno Bruto

La importancia del sector energético en la economía nacional, puede medirse a través de diferentes indicadores, de los cuales se destacan la participación sectorial en la formación del producto interno y en el valor retenido en la economía, la importancia del comercio exterior energético en el balance comercial, el financiamiento de las inversiones y el desarrollo del mercado de capitales, la importancia del sector en los ingresos fiscales, entre otros.

La participación del sector en la formación del producto nacional ha presentado una evolución bastante constante, con porcentajes variables entre 5% y 6%, como se puede apreciar en el cuadro 2.

**Cuadro 2**  
**PARTICIPACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO**  
**EN LA FORMACIÓN DEL PIB**

Años	Participación del Sector en el PIB (%)
1974	6.07
<b>1980</b>	<b>5.49</b>
1985	6.03
<b>1990</b>	<b>6.35</b>
1993	5.34

**Fuente:** Tohá, Jaime. Estudio sobre la reforma del Sector Energético Publicación LC/R. 1493, CEPAL, Santiago.

En el valor retenido dentro de la economía, definido como el saldo neto de divisas que queda en el país como porcentaje del valor de las ventas brutas, hay una clara diferencia entre las empresas eléctricas y las del subsector hidrocarburos. En el caso específico de una empresa hidroeléctrica importante y considerando el total de los costos de explotación y los gastos de administración y ventas, se tiene que en el ejercicio 1993, el valor retenido fue de un 99%<sup>14</sup>. Si se consideran los gastos financieros este valor se reduce a un 97%. Para el caso de la actividad petrolera en exploración y refinación, en función de la fuerte incidencia del crudo importado, estos valores alcanzan un rango de un 35.3% de retención en la economía nacional.

## 2. En el comercio exterior

El impacto del sector energético en el comercio exterior, tiene una expresión significativa en cuanto a las importaciones, ya que las exportaciones (derivados del petróleo), son eventuales y marginales.

El valor de las importaciones del sector energía, presenta dos abruptas variaciones que se corresponden con el alza de los precios internacionales del crudo: entre 1973 y 1974 las importaciones sectoriales pasaron de 148 a 481 millones de dólares millones, es decir del 13% al 20.3% de las importaciones totales de Chile; y entre 1977 a 1979, en que las importaciones sectoriales pasan de alrededor de 400 millones de dólares a 915 millones dólares, representando un aumento sustancial del 11% al 15.3% del valor de las importaciones totales, aunque menor al registrado en la primera crisis de precios. (véase cuadro 3)

**Cuadro 3**  
**EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE ENERGÍA Y TOTALES**

AÑOS	Importaciones en Millones de US\$					Relaciones (%)		
	Petróleo (1)	Carbón (2)	Otros (3)	Total Energ. (4)	Import. Totales (5)	(1)/(5)	(4)/(5)	(1)/(4)
1973	ND	ND	ND	148	1 148	ND	12.89	ND
1974	355	ND	ND	480.9	2 363	15.02	20.35	73.82
1977	378	22.7	0	400.7	3 621	10.44	11.07	94.33
1979	884	31.1	0	915.1	5 966	14.82	15.34	96.60
1980	822	45.7	21.8	889.5	7 023	11.70	12.67	92.41
1982	282	18.8	292.9	593.7	5 020	5.62	11.83	47.50
1985	448	27.4	18.4	493.8	3 977	11.26	12.42	90.72
1988	508	33.5	46.8	588.3	6 641	7.65	8.86	86.35
1990	894	104.4	124	1123	9252	9.66	12.14	79.62
1993	816	76.3	132	1025	12 767	6.39	8.03	79.64

ND : No disponible

Fuente: Banco Central de Chile, Indicadores Económicos 1960 - 1980, pág. 131-132  
CEPAL, Anuario Estadístico 1994, pág. 454-455

Mientras el petróleo incide drásticamente en las importaciones totales del sector (más del 80% de las importaciones sectoriales, con excepción del año 1982), situación que tiende a ser creciente y estable en la medida que la producción nacional tiende a ser marginal en términos del consumo del país y los precios internacionales se han estabilizado en los últimos años, el carbón y los derivados de petróleo, han comenzado a tomar una parte creciente del comercio internacional energético.

### 3. En el empleo

La actividad energética se caracteriza por una alta intensidad de capital y baja dotación de personal, principalmente en el subsector eléctrico, por lo que la contribución del sector energético a la economía nacional en términos de empleo es relativamente baja.<sup>15</sup>

Los valores que se presentan en el cuadro 4 estarían demostrando los resultados de las políticas de racionalización que se implementaron en el sector a partir de 1973, ya que se observa una sistemática disminución relativa de la fuerza laboral del sector en el empleo total del país, de 1.2% en 1973 pasa 0.4% en 1993. A partir del año 1992 contribuye a sustentar los niveles de empleo señalados en el cuadro anterior, la política de racionalización de las actividades carboníferas mencionada anteriormente.

**Cuadro 4**  
**FUERZA LABORAL OCUPADA**

Año	Sector Energía	Total País	Porcentaje de Participación
1973	30 395	2 467 800	1.2
1975	24 640	2 717 320	0.9
1980	22 690	3 257 100	0.7
1983	19 647	3 215 700	0.6
1990	27 362	4 459 600	0.6
1993	20 759	4 959 620	0.4

**Fuente:** Tohá, Jaime. Estudio sobre la reforma del Sector Energético Publicación LC/R. 1493, CEPAL, Santiago.

#### 4. En las inversiones y el financiamiento

En lo relativo a inversiones, el sector energético viene experimentando un dinámico proceso, el cual está directamente vinculado al alto nivel de incremento del producto, principalmente en los últimos 10 años.

Para hacer frente al crecimiento del consumo energético de los últimos veinte años, el esfuerzo realizado en la inversión sectorial mostró dos períodos cualitativa y cuantitativamente distintos, que fueron coincidentes con el conjunto de reformas practicadas. En efecto, entre 1973 - 1981 la inversión total alcanzó a US\$ 4 000 millones de los cuales la inversión pública representó el 91%; en cambio en el período 1982 - 1993 de los US\$ 8 000 millones invertidos, el sector privado aportó el 75%. Esto significa que a pesar de las reformas -que se analizan más adelante-, el Estado no se desentendió totalmente del desarrollo del sector por cuanto siguió invirtiendo en promedio del orden de US\$ 183 millones anuales en los últimos diez años. En el cuadro 5, las oscilaciones que pueden ser apreciadas se deben a la concentración periódica de las inversiones en los grandes proyectos).

**Cuadro 5**  
**INVERSIONES DEL SECTOR ENERGÍA EN 1993**  
**(En millones de US\$ )**

<b>Año</b>	<b>Sector Público</b>	<b>Sector Privado</b>	<b>Total</b>
1973	305.9	18.1	324.0
1975	452.4	24.5	476.9
1980	496.7	51.8	548.5
1981	540.1	71.2	611.3
1982	223.9	352.4	576.3
1985	233.9	278.5	512.4
1987	244.1	457.0	701.1
1990	108.9	734.6	843.5
1991	118.1	410.2	528.3
1992	136.2	502.1	638.3
1993	133.6	853.0	986.6

Fuente: Tohá, Jaime op. cit.

Es de hacer notar que en las últimas dos décadas, la incidencia de la deuda externa del subsector eléctrico en la deuda externa global del país ha presentado variaciones entre un máximo del 10.5% en 1982 a un mínimo de 4.4% en 1987, comenzando a crecer a partir de este año y representando actualmente el 7.7%.<sup>16</sup>

Actualmente, en la estructura de financiamiento de la exploración y explotación en nuevos yacimientos petroleros el criterio más generalizado es que el Estado participe minoritariamente en rangos que van hasta el 50%, siendo el resto capital de riesgo aportado por operadores internacionales y en casos marginales por otros capitales nacionales de origen privado.

En proyectos eléctricos significativos materializados en los últimos años, una estructura tipo de financiamiento representa un rango de capital propio de entre 30% y 65% y créditos de largo plazo y de proveedor que oscilan entre 20% y 60%, siendo el origen de los recursos, para el caso de un proyecto hidroeléctrico, de alrededor de un 59% en moneda nacional y un 41% en divisas.

### **5. En el mercado de valores**

La incidencia de los títulos de empresas energéticas en el mercado bursátil, presenta una situación muy variable en cada subsector.

En el caso de los hidrocarburos, no existe movimiento bursátil debido al carácter de las sociedades de exploración y refinación. Sin embargo, algunas de las empresas de distribución de combustible tienen incidencia en la bolsa de valores, pero debido a su gran diversificación en otros negocios no son representativos sus efectos bursátiles.

En las empresas eléctricas sí se verifica una influencia de gran importancia, a nivel del índice que refleja las transacciones de las principales sociedades anónimas. De hecho las empresas eléctricas han representado el 50% de la cartera del IPSA (Índice de las Principales Sociedades Anónimas).

En cuanto al rendimiento de los títulos de las empresas eléctricas, durante el presente año, de las diez empresas con mayor retorno, seis son del sector eléctrico. Sus rendimientos oscilan entre 25 y 33%. Adicionalmente el comportamiento del IPSA se ve mejorado por el efecto de los títulos del sector eléctrico.

## **C. CARACTERIZACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO**

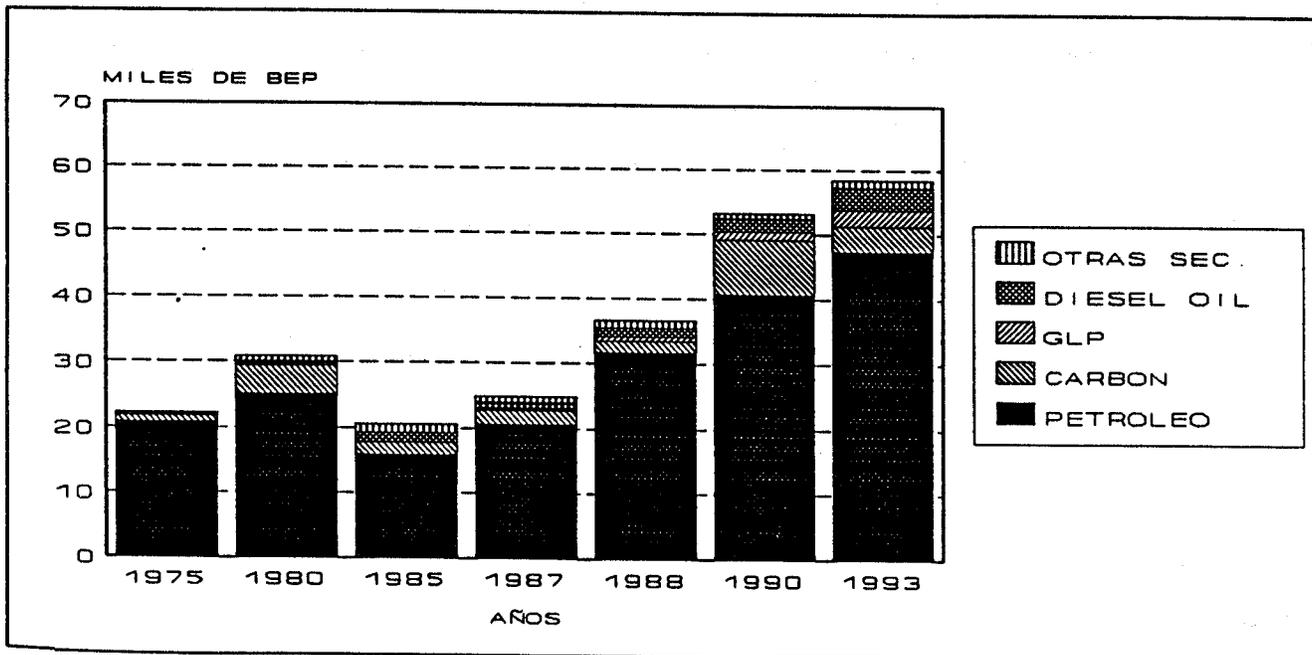
En esta sección se hará una recapitulación de la evolución de la oferta y de la demanda de energía, cuyos factores explicativos ligados a los instrumentos de políticas energéticas, por caso la política de precios, así como al proceso de las reformas instrumentadas en el sector se analizan con más detalle en el capítulo siguiente.

### 1. La oferta de energía

Para acompañar el crecimiento económico de los últimos veinte años, y en el contexto de las políticas energéticas que formaron parte del proceso de reformas del sector, la evolución de la oferta energética presentó como característica fundamental una participación cada vez más acentuada de las importaciones en la ecuación del balance energético nacional.

En efecto, como puede ser apreciado en el gráfico 1, mientras la relación producción total-oferta interna presentó sistemáticamente una tendencia decreciente, las importaciones fueron abasteciendo los requerimientos internos -medidos a través del consumo final total- en forma creciente: 42.3% en 1975, 48.6% en 1980 y 57.7% en 1993. Dentro de la composición de las importaciones, si bien el petróleo ha jugado el rol más importante, por cuanto se duplicó la cantidad importada en los últimos veinte años y significa en la actualidad el 80% de la energía total importada, merece destacarse la dinámica observada en el gas licuado y el diesel oil, y a partir de 1990 del carbón.

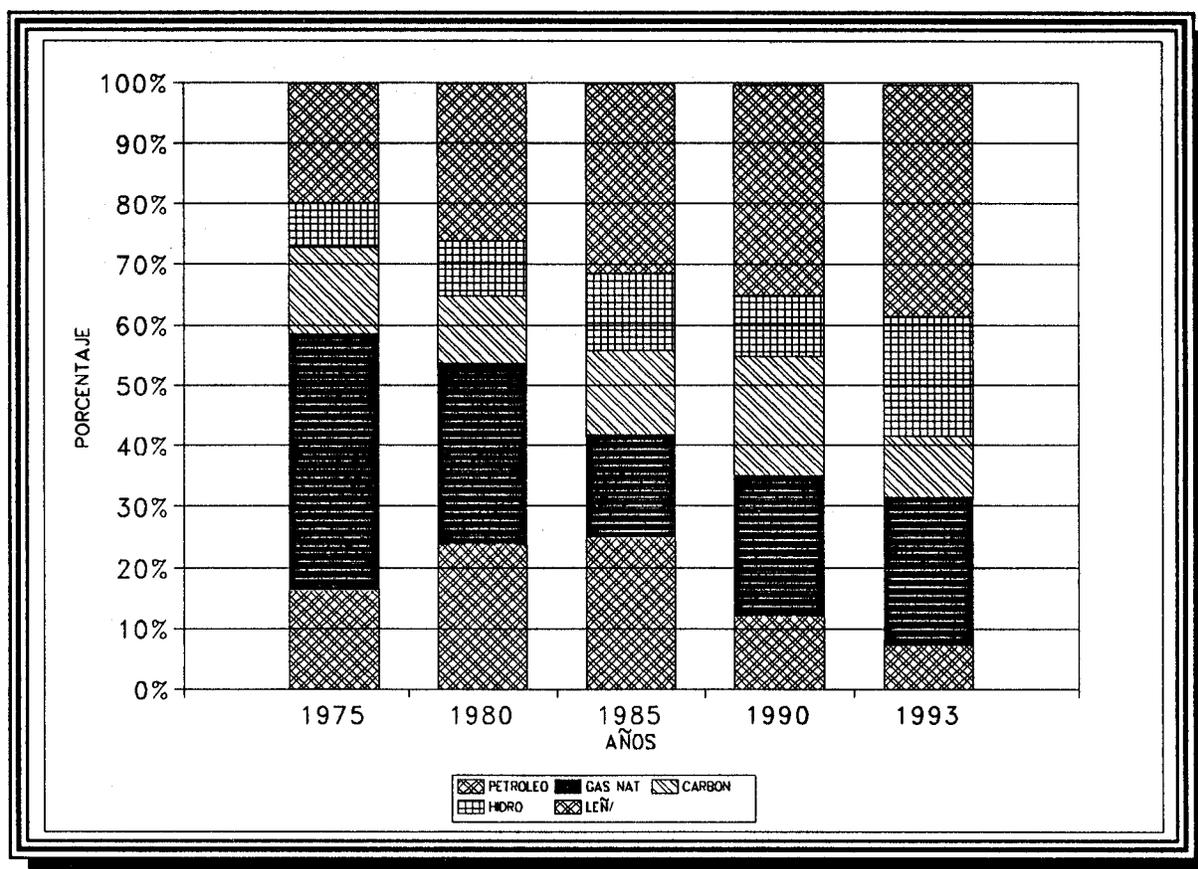
**Gráfico 1**  
**EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES**  
**POR TIPO DE FUENTES (Mil BEP)**



**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, Balance Energético Nacional 1970 - 1993.  
OLADE-Sistema de Inversión Económica Energética, S.I.E.E. (versión Dic. de 1994).

En forma paralela la composición de la producción de energía primaria (véase gráfico 2) mostró una mutación significativa, por cuanto se observa una disminución importante del petróleo que llegó a representar en 1985 la cuarta parte de la producción total primaria, a sólo el 7.3% en 1993, como contrapartida del aumento sistemático y sustancial de la leña que actualmente representa más del 38% de la producción total de energía primaria. El carbón y la hidroelectricidad presentan oscilaciones que se explican por factores diferentes: mientras en el primer caso se observó una tendencia creciente hasta 1990 en que comienza a reducir sus niveles en función de las políticas de racionalización que se implementaron en la producción carbonífera; la hidroelectricidad presentó también una tendencia creciente producto de los emprendimientos que comenzaron a realizarse en décadas anteriores, hasta alcanzar actualmente el 20% del total, no obstante la baja registrada en 1989-1990 como consecuencia de la fuerte sequía que imperó en esos años.

**Gráfico 2**  
**EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN**  
**DE ENERGÍA PRIMARIA**



**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, Balance Energético Nacional 1970 - 1993.  
OLADE-Sistema de Inversión Económica Energética, S.I.E.E. (versión Dic. de 1994).

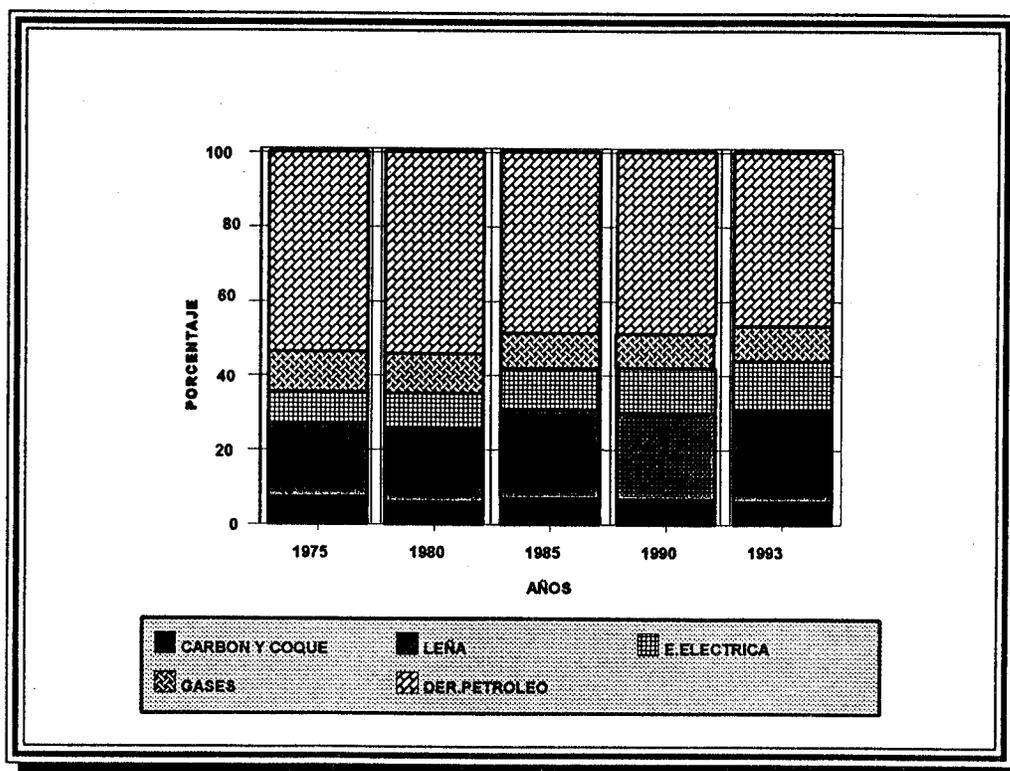
## 2. El consumo de energía

Revirtiendo la tendencia observada entre 1975-1985, en que la demanda de energía observó un crecimiento moderado del 2.3% anual, se inició a partir de 1985, y hasta la actualidad, un período de fuerte expansión del consumo a una tasa de casi el 6% anual, con importantes cambios en su composición.

El gráfico 3 permite apreciar que el carbón y los gases mantuvieron una participación relativamente estable en el consumo total, se registró una importante retracción de los derivados de petróleo (de 53.6% en 1973 a 46.5% en 1993) en favor de las penetraciones de la leña que abastece actualmente casi la cuarta parte del consumo final total del país, y de la electricidad que ha incrementado constantemente su importancia en la matriz de consumo del 9% en 1975 al 13.6% en 1993.

Este cambio es la consecuencia de los procesos de sustitución entre fuentes que se registraron a nivel sectorial, principalmente en el industrial-minero y en el terciario-residencial. En el primer sector, las causales de los cambios observados se pueden concentrar en dos ramas industriales<sup>17</sup>:

**Gráfico 3**  
**ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA**



**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, Balance Energético Nacional 1970 - 1993.  
OLADE-Sistema de Inversión Económica Energética, S.I.E.E. (versión Dic. de 1994).

- i) en la minería del cobre, los cambios tecnológicos con la incorporación de nuevos equipos e instalaciones como los convertidores Teniente, el reemplazo de las tostadoras, la eliminación de uno de los hornos de reverbero y la puesta en marcha de una planta de oxígeno líquido, produjeron una sustancial transformación de la estructura porcentual del consumo que se resume en el cuadro 6:

**Cuadro 6**  
**ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO**  
**EN LA INDUSTRIA DEL COBRE**

	1975	1985	1992
<b>Electricidad</b>	23.9	32.2	41.8
<b>Derivados del Petróleo</b>	65.2	59.0	54.6
<b>Carbón-Coque</b>	0.9	8.8	3.6

**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, Balance de Energía, 1973 - 1992, Santiago.

- ii) en la industria del papel y celulosa en los últimos veinte años, se sustituyeron derivados de petróleo por leña, residuos de leña y electricidad. Con ciertas alteraciones a principios de la presente década, la importancia de la leña en este subsector radica en que actualmente abastece más del 70% del consumo subsectorial, y por otra parte en que la industria del papel y celulosa cuadruplicó su consumo absoluto, implicando una participación creciente en el consumo total de leña del país: del 13% en 1973 al 24% en 1993.

En el segundo grupo, que comprende los consumos de los sectores terciarios y de las familias, los procesos mostraron la sustitución del kerosene y otras fuentes secundarias (diesel oil), por leña y electricidad. En el caso de la leña, tanto para las familias del área urbana como rural, este fenómeno podría explicarse por las restricciones económicas de una franja de la población que no puede acceder a otras fuentes, por caso el kerosene o el gas licuado, dado los precios que estas fuentes observaron a partir de la reforma. En el caso de la electricidad, los factores que lo explicarían serían el importante aumento de la electrificación y la variación de precios relativos entre la electricidad y algunos combustibles como el gas licuado.

En cuanto a la importancia de los diferentes sectores en el consumo total, se observaron variaciones relativamente estables en las participaciones del transporte entre el 26 y 30%; del sector industrial entre 36 y 40% y del residencial, comercial y público en alrededor del 30-32% (véase cuadro 7)

**Cuadro 7**  
**CONSUMO TOTAL ENERGÉTICO 1975 - 1993**

<b>I) EVOLUCIÓN DE LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA (MILES DE BEP)</b>					
	1975	1980	1985	1990	1993
PRODUCCIÓN	51 629	49 905	51 020	55 353	69 120
IMPORTACIÓN	22 175	30 977	20 980	53 469	59 190
EXPORTACIÓN	669	653	171	2 768	3 688
VAR INVENT.	242	-522	1092	-70	-722
NO APROV.	17 482	9 738	2 952	2 027	2 110
<b>OFERTA</b>	<b>55 895</b>	<b>69 970</b>	<b>69 968</b>	<b>103 957</b>	<b>121 789</b>
<b>II) EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA</b>					
	1975	1980	1985	1990	1993
PETRÓLEO	16.56%	23.93%	25.01%	12.21%	7.33%
GAS NAT.	42.08%	29.64%	16.81%	22.96%	24.24%
CARBÓN	14.27%	11.29%	13.99%	19.94%	10.29%
HIDROENERG.	7.41%	9.25%	12.86%	10.18%	19.90%
LEÑA	19.68%	25.90%	31.32%	34.71%	38.25%
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
<b>(MILES BEP)</b>	<b>51 629</b>	<b>49 905</b>	<b>50 908</b>	<b>55 226</b>	<b>68 943</b>
<b>III) EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE ENERGÍA (MILES DE BEP)</b>					
	1975	1980	1985	1990	1993
<b>ENERGÉTICO</b>					
Petróleo	20 848	25 151	15 925	40 718	47 364
Carbón Mineral	928	4 146	1 821	8 373	3 828
<b>TOTAL PRIMARIA</b>	<b>21 776</b>	<b>29 297</b>	<b>17 746</b>	<b>49 091</b>	<b>51 192</b>
<b>Gas Licuado</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 273</b>	<b>2 566</b>
Gasolinas	0	136	318	324	731
Diesel Oil	20	692	1 530	2 092	3 519
Otras Secundarias	379	852	1 386	689	1 182
<b>TOTAL SECUNDARIAS</b>	<b>399</b>	<b>1 680</b>	<b>3 234</b>	<b>4 378</b>	<b>7 998</b>
<b>T O T A L</b>	<b>22 175</b>	<b>30 977</b>	<b>20 980</b>	<b>53 469</b>	<b>59 190</b>
<b>IV) EVOLUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA</b>					
<b>A) POR FUENTES</b>					
	1975	1980	1985	1990	1993
ENERGÉTICO					
CARBÓN Y COQUE	7.09%	5.66%	6.75%	6.43%	5.92%
LEÑA	19.56%	19.87%	23.97%	23.45%	24.41%
ELÉCTRICA	8.86%	9.50%	11.08%	12.12%	13.59%
G.NAT Y OTROS GASES	10.84%	10.81%	9.63%	9.23%	9.57%
DERIVADOS PETRÓLEO	53.66%	54.17%	48.57%	48.77%	46.52%
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
<b>(MILES DE BEP)</b>	<b>51 286</b>	<b>63 748</b>	<b>64 506</b>	<b>78 872</b>	<b>102 491</b>
<b>B) POR SECTORES</b>					
	1975	1980	1985	1990	1993
TRANSPORTE	25.73%	28.02%	26.66%	32.01%	29.90%
INDUSTRIAL	39.95%	42.20%	41.33%	36.17%	39.05%
RESID.COMERC	34.31%	29.78%	32 01%	31.82%	31.05%
<b>TOTAL</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
<b>(MILES DE BEP)</b>	<b>51 286</b>	<b>63 748</b>	<b>64 506</b>	<b>78 872</b>	<b>102 491</b>

V) PRINCIPALES AGREGADOS						
	1975	1980	1985	1990	1993	
P.B.I. (MILLONES US\$80)	18 314.5	25 798.9	25 458.8	34 230.4	42 321.3	
VALOR AGREG/SECTOR (En US\$ sw 1980)	8.79	7.25	8.56	8.26	7.55	
% V.A. Agricultura	35.48	35.30	35.57	35.96	35.94	
% V.A. Industria	55.73	57.45	55.87	55.78	56.51	
% V.A. Servicios						
POBLACIÓN (MILES HAB.)	10 350	11 145	12 122	13 173	13 813	
VI) PRODUCCION DE ELECTRICIDAD						
	1975	1980	1985	1989	1990	1993
HIDRAÚLICA (GWH)	6 175	7 450	10 568	9 675	9 074	22138
TOTAL (GWH)	8 732	11 751	14 040	17 810	18 372	26137
VII) EMISIONES TOTALES DE BIOXIDO DE CARBONO (Miles de Toneladas)						
	1975	1980	1985	1989	1990	1993
Centrales Electricas	2 342	3 825	3 012	7 346	8495	4 547
Sector Industrial	5 516	7 057	7 534	8 951	9 189	12 285
Energía No Aprov.	7 552	4 181	1 221	668	849	701
Refinerias	509	445	445	539	514	613
Resid. Comerc. Públicos	6 028	6 441	6 998	8 681	9 009	11 352
Sector Transporte	5 310	7 409	7 280	10 057	10 717	13 038
TOTAL	27 257	29 358	26 490	36 242	38 773	42 536

VIII) PRINCIPALES INDICADORES					
	1975	1980	1985	1990	1993
CONSUMO ENER. POR HAB. BEP/HAB)	5 012	5 828	5 415	6 033	7 479
PRODUCTO INTERNO BRUTO/HAB US\$ 80/HAB)	1 769.5	2 314.8	2 100.2	2 598.5	3 063.9
INTENSIDAD ENERGÉTICA BEP/1000 US\$80)	2 833	2 518	2 578	2 322	2 441
EMIS.CO2/UNIDAD DE PIB (CO2/US\$80)	1 488	1 138	1 041	1 133	1 005
EMIS.CO2/CONSUMO ENERGÍA TN CO2/BEP)	525	452	404	488	412

IX) EMISIONES DE CO2 POR UNIDAD DE ELECTRICIDAD PRODUCIDA											
	1975	1980	1985	1989	1990	1993	1975	1980	1985	1990	1993
(CO2/GWH)	268	326	215	412	462	208	268	326	215	462	208

Fuente: Elaboración Propia, Comisión Nacional de Energía, OLADE-SIEE, 1994

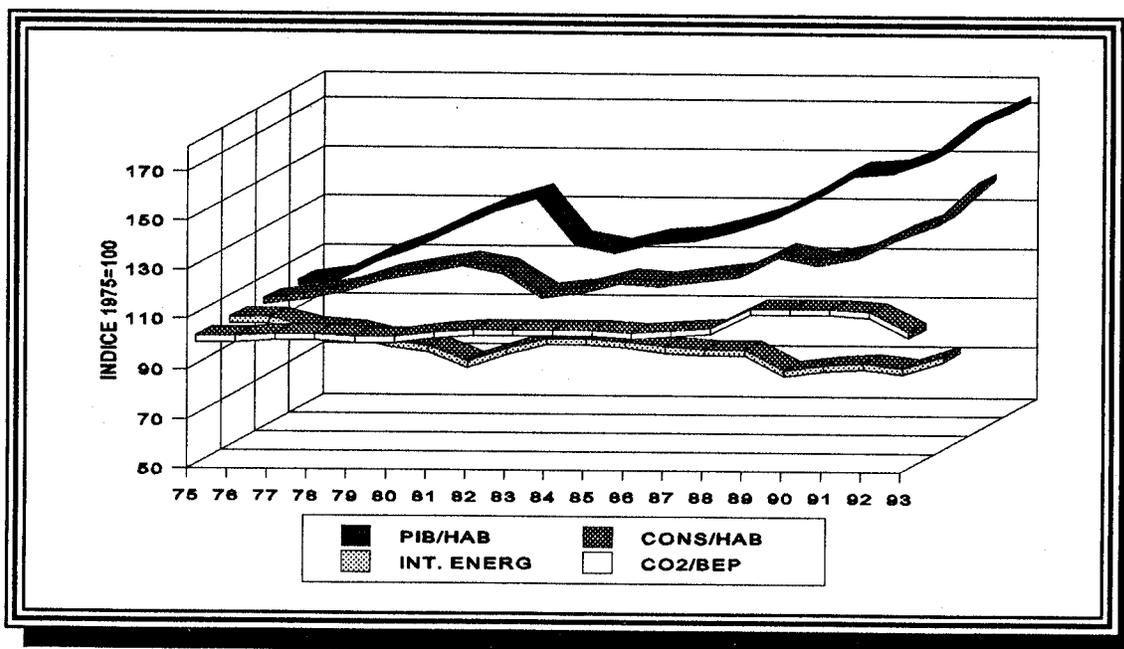
### 3. Evolución de los principales indicadores

#### a) Intensidad energética

La intensidad energética medida por la cantidad de energía consumida por unidad de producto (barriles equivalente de petróleo por dólar de PBI en moneda constante), mostró una evolución con tendencia declinante aunque con fluctuaciones motivada tanto por factores estructurales como coyunturales.

Actualmente se consume un 14% menos de energía para producir la misma unidad de producto que en 1975. Esta tendencia a la disminución fue acentuada entre 1975 - 1981, seguida de un fuerte aumento entre 1981 - 1983 producto de la recesión de esos años. A partir de 1983 comienza un período de sistemática pero débil disminución hasta 1988, producto de los cambios estructurales de la economía (caracterizado por el crecimiento del producto de la primera fase exportadora, basado en actividades no energo-intensivas), y porque se comenzaron a gestar los cambios tecnológicos más importantes en las industrias energo-intensivas, especialmente de la gran minería del cobre. Entre 1988-1989 cae fuertemente y comienza a crecer, lo que estaría demostrando cierta inelasticidad en los últimos cuatro años que abarca este estudio (véase gráfico 4).

**Gráfico 4**  
**EVOLUCIÓN DE LOS INDICES DE LOS PRINCIPALES INDICADORES**



**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, Balance Energético Nacional 1970 - 1993.  
OLADE-Sistema de Inversión Económica Energética, S.I.E.E. (versión Dic. de 1994).

Resulta claro entonces, que los esfuerzos que se han realizado a nivel de la formulación de políticas en uso eficiente de la energía, no se han traducido en logros significativos a nivel global, aunque a nivel de ciertas ramas industriales se hayan observado fuertes reducciones en la cantidad de energía por unidad física de producción<sup>18</sup>.

**b) El consumo per cápita**

El consumo total de energía por habitante se ha expandido a una tasa del 2.2% anual promedio entre 1975 - 1993, lo que significa que el consumo actual sea un 49% superior al de veinte años atrás (véase gráfico 4). Particularmente, merece destacarse el significativo aumento registrado a partir de 1985, que se sitúa en alrededor del 4% anual, que sería explicado más por el efecto ingreso que por la variación de precios observado desde esa época.

Mientras las políticas de precios instrumentadas a partir de mediados de los setenta se basaron en criterios "económicos" -es decir en costos marginales de largo plazo para la energía eléctrica y en precios de paridad internacional para los derivados de petróleo-, lo que significó que no hubo cambios de tendencias en términos reales, el ingreso per cápita promedio creció sustancialmente en términos reales en un 5% anual en estos últimos ocho años, luego de la retracción que presentara en el primer quinquenio de los '80: en dólares de 1980 el ingreso por habitante pasa de 2 315 US\$/habitante en 1980, a 2 100 en 1985, y a 3 064 en 1993.(véase cuadro 7).

**c) Las emisiones de contaminantes atmosféricos<sup>19</sup>**

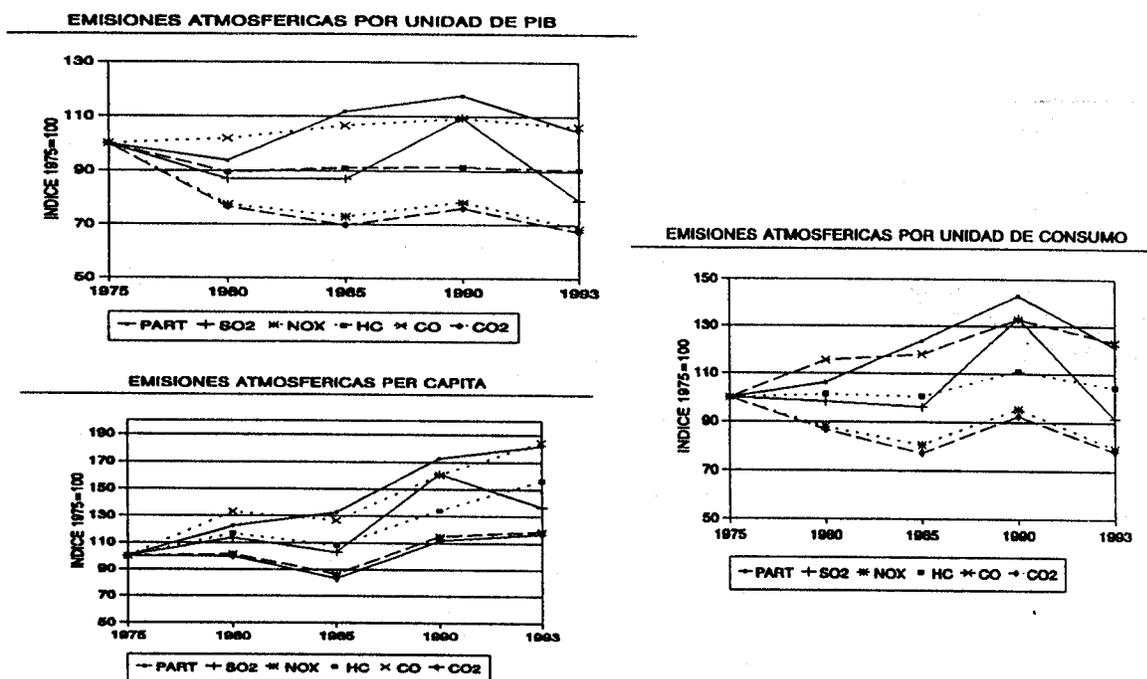
Desde el punto de vista ambiental, el desarrollo del sector energético tuvo una serie de impactos, tanto por el crecimiento del consumo total como por el modo de abastecimiento. Los indicadores relacionados con el producto interno, la población y el consumo de energía, demuestran tendencias variables según el tipo de indicador y contaminantes que se traten (Gráfico 5).

Las emisiones por unidad de producto bruto interno, observaron una tendencia declinante con excepción de las partículas y del monóxido de carbono que muestran tendencias crecientes entre 1980-1993 aunque hayan disminuido en los últimos tres años. Por su parte, el indicador relacionado con el consumo total de energía estaría demostrando que en la actualidad se emite un 23% más de monóxido de carbono por barril equivalente de energía consumida que en 1975, un 21% más de partículas y un 4% más de hidrocarburos; mientras se registraron disminuciones en el bióxido de carbono y particularmente entre 1990 - 1993 del anhídrido sulfuroso.

Al evaluar las emisiones per cápita, se observa que todas las fuentes de emisión crecen pero con ritmos más acentuados en monóxido de carbono (84% más en 1993 que en 1975), partículas (82%) e hidrocarburos (56%), que en óxido de nitrógeno (18%) y en el bióxido de carbono (17%).

Si bien los factores explicativos de dichos impactos se detallan en el capítulo 4, puede adelantarse que son la resultante de un conjunto de variables, destacándose entre sus elementos determinantes a los cambios que se registraron en la estructura del abastecimiento eléctrico, en particular el relacionado con la participación de la hidroelectricidad; a los cambios en la composición de los consumos por fuentes y el mayor o menor crecimiento observado en los consumos de los sectores industrial y principalmente del transporte.

### Gráfico 5 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS



Fuente: Elaboración propia en base a OLADE-SIEE, (versión 1994)

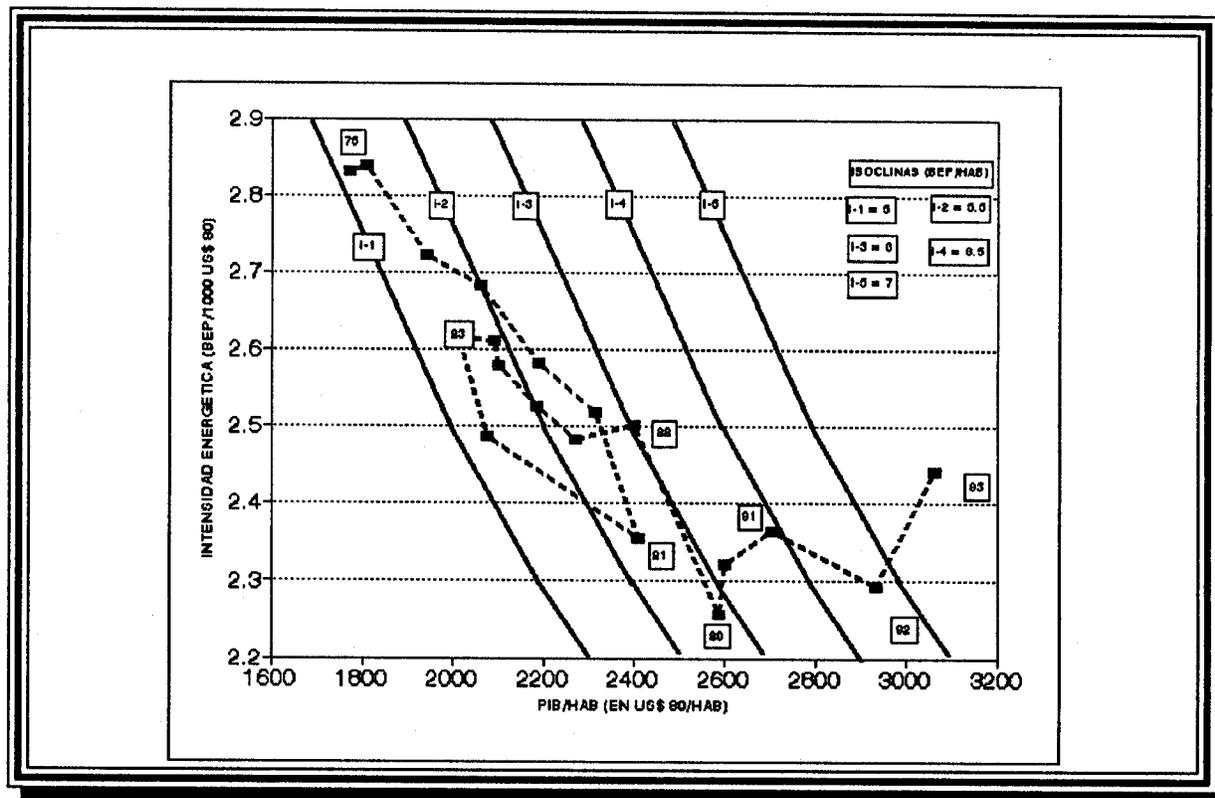
#### d) El sendero energético

Este indicador que relaciona las evoluciones de la intensidad energética con la del producto per cápita depende de las características sociales y productivas, así como del grado de desarrollo alcanzado.

En economías de desarrollo avanzado, es esperable que el comportamiento presente una pendiente negativa, mostrando que se va alcanzando una mayor eficiencia en el uso de la energía, sea por cambios tecnológicos o de estructuras productivas basadas en actividades menos energo-intensivas, a medida que crece el ingreso per cápita. Por el contrario en economías con escaso grado de desarrollo es frecuente encontrar que el incremento del ingreso per cápita implique una mayor intensidad, con lo cual el indicador muestra una evolución con pendiente positiva, dando cuenta de las ineficiencias de las tecnologías utilizadas o el escaso nivel de satisfacción de las necesidades energéticas de los sectores del consumo final.

En el caso de Chile, se observa que si bien existe una tendencia general a la disminución de la intensidad con aumento del producto por habitante, coexisten en algunos períodos fluctuaciones que originan cambios en el sentido de la pendiente, no necesariamente explicado por cambios estructurales de importancia (véase gráfico 6).

Gráfico 6  
EVOLUCIÓN DEL SENDERO ENERGÉTICO



Fuente: Elaboración propia en base a C.N.E. y OLADE-SIEE, (versión 1994)

La fuerte pendiente negativa del período 1975-1981, con un aumento del producto por habitante de más del 30% en términos reales y una disminución de la intensidad del 15%, se explicaría más por los profundos cambios estructurales de la economía que por el comportamiento de los energéticos en sí, por cuanto en estos años aún no habían madurado los procesos de sustitución instrumentados por la política energética de esa época.

La retracción del ingreso per cápita y el aumento de la intensidad registrados entre 1981 - 1983 obedeció tanto a la fuerte recesión económica de esos años como a la sustitución de fuentes más eficientes (en particular derivados) por leña. El siguiente subperíodo que abarca los años 1983 - 1989 con fuerte pendiente negativa, podría explicarse por los cambios tecnológicos en algunas industrias, por modificaciones en la estructura productiva de la primera fase exportadora, y la consolidación de procesos de sustitución de fuentes con mayor penetración de la electricidad.

Es preciso notar que entre 1988 y 1989 se desaceleró el crecimiento del consumo total de energía, en particular de la electricidad, originada por la sequía de ese año. Desde 1989 en adelante se observan fluctuaciones pero con una tendencia creciente del indicador, dando cuenta de cierta inestabilidad en su comportamiento comparada con el que tuvo cinco años antes.

## II. REFORMAS, REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Entre 1973 y 1989, la estrategia<sup>20</sup> que orientó el desarrollo del sector energía fue consistente con la política económica general: proceso progresivo de restablecimiento de los equilibrios macroeconómicos básicos, apertura de la economía, libre operación de mercados, desregulación de precios, reprivatización de empresas del área industrial, agrícola, e instauración de una política tendiente a fomentar las exportaciones y la inversión extranjera.

Se trató de establecer condiciones de eficiencia en el sector energía mediante el funcionamiento de mercados competitivos, en un marco de subsidiaridad del Estado, entendiéndose en esta estrategia que la subsidiaridad significa que el Estado no debía ejercer actividades empresariales, en la medida que éstas sean o puedan ser ejercidas por los privados. Significaba asimismo que si los mecanismos de mercado o bien las regulaciones establecidas, no eran suficientes para que los sectores de menores ingresos cubrieran los requerimientos mínimos de energía, el Estado debía crear los mecanismos apropiados para lograr este objetivo.

Como soportes básicos de la estrategia de desarrollo basada en el rol de los mercados y en un papel subsidiario del Estado, se señalaron la desconcentración, la descentralización y la privatización de las empresas estatales, puesto que:

- La desconcentración, descentralización y la privatización presentan ventajas desde el punto de vista de la eficiencia de gestión.
- Se facilita la desregulación y el funcionamiento de mercados competitivos.
- La diversidad de empresas y la participación privada constituye una buena protección contra las presiones de grupos de poder para distorsionar los precios, y más generalmente las reglas del juego.
- Se fomenta una mayor apertura tecnológica y se facilita la especialización.
- La diversidad de empresas posibilita captar una mayor variedad de tipos de inversionistas privados, de acuerdo a su vocación específica: controladores, rentistas, inversionistas institucionales, trabajadores, etc.

- ➔ Finalmente, la privatización constituye, fuera de los objetivos de largo plazo buscados, un medio de financiamiento importante para satisfacer las funciones propias del Estado en los campos que le son privativos.

## **A. LAS REFORMAS EN SUBSECTOR HIDROCARBUROS**

### **1. El marco regulatorio** <sup>21</sup>

Las reformas estructurales en el sector petróleo llevadas a cabo a partir de 1978 fueron la prolongación lógica de la etapa de normalización iniciada en 1973. Ellas se dieron principalmente en la redefinición del rol de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), y en el plano del desarrollo de la competencia a nivel de la producción y de la distribución mayorista y minorista de crudo y derivados del petróleo, y en menor grado en la incorporación de participación privada en actividades realizadas por el Estado.

El marco regulatorio del subsector hidrocarburos estuvo regido por la Ley N° 9 618 de 1950 y por el Decreto N° 1 208 del mismo año que creó la ENAP, posteriormente modificado por el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N° 231 de 1953 y por el DFL N° 259 de 1960, otorgándole todas las funciones y derechos que le corresponden al Estado respecto a la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, así como la refinación, importación y venta de derivados.

Posteriormente se introdujeron modificaciones en cuanto a la participación del capital privado, a través de: Decreto Ley N° 1 089 de 1975, Decreto Ley N° 1 820 de 1977, DFL N° 1 y Decreto del Ministerio de Minería 132 de 1979; la Ley N° 18 842 de 1985, el DFL N° 2 de 1986; la Ley N° 18 888 de 1990 y la Ley N° 19 031 de 1991.

El DFL N° 2 de 1986 del Ministerio de Minería, fija el texto refundido y sistematizado del Decreto Ley N° 1 089 de 1975, que establece normas para contratos especiales de operación para la exploración y explotación o beneficios de yacimientos de hidrocarburos, ampliando esta actividad a terceros, ya que antes sólo la podía realizar ENAP. El DFL N° 1 de 1979 y el Decreto de Minería N° 132 de 1979 permiten a los particulares importar y distribuir combustibles, así como refinar petróleo en el país.

#### **a) Exploración y explotación de petróleo**

La Constitución Política de la República, cuando se refiere al derecho de propiedad, establece que el Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible sobre todas las minas, comprendiéndose entre éstas los depósitos de hidrocarburos.

La legislación exceptúa a los hidrocarburos líquidos o gaseosos de la posibilidad de ser objetos de concesiones de exploración, la explotación o el beneficio de los yacimientos que contengan sustancias no susceptibles de concesión, podrán ejecutarse directamente por el Estado o por sus empresas, o por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación, con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije, para cada caso, por decreto supremo. Esta norma se aplicará también a los yacimientos de cualquier especie existente en las aguas marítimas sometidas a la jurisdicción nacional y a los situados, en todo o en parte, en zonas que, conforme a la ley, se determinen como de importancia para la seguridad nacional.

La Ley N° 18 888 de 1990, otorga a ENAP la facultad de ejercer las actividades de exploración y explotación en yacimientos que contengan hidrocarburos, dentro o fuera del territorio nacional, ya sea directamente o por medio de sociedades en las cuales tenga participación, o en asociación con terceros.

#### **b) Almacenamiento, transporte y distribución de petróleo y derivados**

En esta materia, la legislación chilena ha seguido las tendencias internacionales. Se destacan los siguientes decretos del Ministerio de Economía y la Ley N° 18 179:

- Decreto N° 226, del 6 de agosto de 1982, que establece los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones y locales de almacenamiento de los combustibles líquidos y gaseosos.
- Decreto N° 278, del 24 de septiembre de 1982, que aprueba el reglamento de seguridad para el almacenamiento, refinación, transporte y expendio al público de combustibles líquidos derivados del petróleo.
- Decreto N° 29, del 21 de enero de 1986, que aprueba el reglamento de seguridad para el almacenamiento, transporte y expendio de gas licuado.
- Ley N° 18 179, que establece que cada productor o importador de combustibles líquidos derivados del petróleo, tendrá la obligación de mantener una existencia media de cada producto equivalente a 25 días de su venta promedio de los últimos seis meses o de su importación promedio en el mismo lapso.

#### **c) Fiscalización**

La Ley N° 18 410 de 1985 le otorga a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la facultad de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre: producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

**d) Estructura de precios**

En el año 1978 comienza a materializarse, tal vez la reforma más importante del sector hidrocarburos, con el establecimiento de un régimen de libertad de precios para la mayoría de los derivados del petróleo. En aquellos casos en que existían fuertes subsidios cruzados, y cuyo consumo recaía en consumidores de más bajos ingresos, como era el caso del kerosene, este proceso fue paulatino hasta alcanzar un régimen de plena libertad de precios.

El precio del petróleo nacional está determinado por el precio de paridad de crudos importados equivalentes al nacional, siendo éste el valor venta de ENAP a las refinerías.

En el caso de los derivados del petróleo, en función del régimen de libre importación, el precio de refinería está determinado por la paridad de importación del derivado respectivo. A este precio hay que agregarle las tarifas de transporte y almacenamiento, cuando contratan los servicios de la Sociedad Nacional de Oleoductos (SONACOL) y la Empresa Almacenadora de Combustible (EMALCO), y los costos y márgenes de los distribuidores. De esta manera, el precio al público es el resultado de la libre competencia entre agentes e igual a la suma de: el Precio Refinería, el Costo de Transporte, el Costo de Almacenamiento, el Margen de Distribución y el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

En casos excepcionales para ciertos combustibles (normalmente el diesel oil y las gasolinas) puede aplicarse por razones fiscales, un impuesto específico; y adicionalmente, en casos de alzas desmesuradas del precio del crudo a nivel internacional, funciona el fondo de estabilización del precio del Petróleo (que se describe en la letra f siguiente).

La tarifa de transporte la fija libremente la empresa SONACOL. A su vez la tarifa de almacenamiento es determinada por EMALCO. Ambas tarifas tienen los precios del transporte caminero y del almacenamiento propio de las compañías distribuidoras como precios de referencia máximo.

**e) Impuestos**

Las empresas del sector están afectadas a las mismas tasas de impuestos y de aranceles que el resto de la economía; sin embargo, la empresa ENAP, por ser empresa estatal no constituida en sociedad anónima, está afectada a una tasa adicional de impuesto de 40% sobre las utilidades (DL N° 2398 de 1978, modificado por la Ley N° 18 489 de 1986).

En materia impositiva, a partir de 1974 comienza la aplicación de una política de sucesiva reducción y eliminación de impuestos, que tuvo como objetivo proporcionar un escenario similar al vigente para el resto de los productos. Este proceso culminó con un régimen que igualó el tratamiento tributario y aduanero, del petróleo y de productos finales.

Los impuestos específicos a la gasolina automotriz y al petróleo diesel de uso terrestre fueron creados por ley N° 18 052 en 1986, como medio de pago indirecto por uso de la infraestructura carretera<sup>22</sup>. Al mismo tiempo, ellos permitieron amortiguar el impacto fiscal de la baja de precios internacionales de ambos productos ocurrida ese año. Conviene destacar que en Chile, con la excepción de los dos productos indicados, se traspasó íntegramente la rebaja de precios internacionales al mercado interno -caso del diesel industrial, fuel-oil, kerosene, GLP-.

Los impuestos específicos tenían dos componentes que se sumaban: una cantidad fija, expresada en US\$/m<sup>3</sup>, y una cantidad variable, también expresada en US\$/m<sup>3</sup>, igual a una fracción "F" determinada de la diferencia entre el precio internacional del producto y un precio estimado como "normal" a largo plazo (establecido en la ley a partir de un crudo de 18 US\$/barril). Así, si el precio internacional bajaba hasta dicho valor "normal", la componente variable del impuesto crecía automáticamente (en menor proporción eso sí, debido a la fracción "F" indicada), pero produciéndose en todo caso una cierta baja del precio total. Si por el contrario el precio se recuperaba, la componente variable disminuía (en menor proporción, debido a la fracción "F"), reflejándose el efecto final en un alza menor del precio a público. Se obtenía así un efecto amortiguador importante, para estos dos productos exclusivamente, de eventuales bajas o alzas bruscas de precios internacionales.

Este esquema afectó exclusivamente a las gasolinas y diesel automotrices, y fue de aplicación automática, sin intervención administrativa de ninguna clase. Por otra parte, al ser un impuesto aplicable tanto al producto producido internamente como a las importaciones, no constituyó una distorsión al mercado competitivo. Se previó en la propia ley que la componente variable sería eliminada a partir de 1989, lo que efectivamente ocurrió.

La Ley N° 18 052 de 1986, también contempla que si otros combustibles son usados por los vehículos, como por ejemplo el gas licuado, también deberán quedar afectados a este impuesto. En el caso del diesel, que tiene otros usos fuera del vehicular, la ley considera la devolución del impuesto, cuando se emplea en actividades industriales mineras y de transporte marítimo y ferroviario, permitiendo descontarlo del IVA.

No existen otros tipos de impuestos en el sector, salvo los que resulten de aplicar el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo.

#### **f) Fondo de estabilización de precios del petróleo (FEPP)**

En atención al sistema económico imperante en Chile y a las crisis del mercado petrolero internacional, en enero de 1991 se creó el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, mediante la Ley N° 19 030, que responde más a razones de carácter netamente fiscal y antinflacionarias que a razones energéticas.

El FEPP se constituyó con doscientos millones de dólares aportados por el Fisco chileno. Su objeto es atenuar las variaciones de los precios de venta internos de los combustibles derivados del petróleo, motivadas por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales, para gasolinas

automotrices, nafta para uso en la fabricación de gas de cañería, kerosene doméstico, petróleo diesel, petróleo combustible y gas licuado.

Este no constituye ni un impuesto ni un subsidio y su efecto es neutro en el tiempo, ya que el FEPP opera con dos conceptos de precios; los precios de referencia y los precios de paridad de importación. Los precios de referencia se dividen en precios de referencia superior, intermedio e inferior. Estos precios los determina el Ministerio de Minería, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE). La Comisión en su informe debe reflejar en los precios de referencia el precio esperado de mediano y largo plazo en el mercado petrolero, salvo situaciones de grandes fluctuaciones de precios internacionales o cuando se requiera evitar una desacumulación o acumulación excesiva de recursos en el FEPP.

Por precios de paridad de importación se entiende la cotización promedio semanal observada en los mercados internacionales de los combustibles, incluidos los costos de transporte, seguros y otros, cuando corresponda. La determinación de la paridad observada la realiza la CNE.

El mecanismo establecido por esta ley determina que los combustibles cuya paridad observada esté bajo el precio de referencia inferior, deben pagar un impuesto de 0,6 veces la diferencia entre este precio y aquél. Al contrario, cuando la paridad observada está sobre el precio de referencia superior, el producto tienen un crédito igual a la diferencia entre este precio y su paridad observada. Si la paridad observada se encuentra entre ambos precios de referencia, no se genera el mecanismo señalado.

En síntesis, tanto por lo descrito en la parte específica de impuestos como en el funcionamiento del FEPP, se puede concluir que no hay una orientación energética en la política tributaria, que induzca a cambios en los precios relativos de los energéticos y por tanto constituya un mecanismo de posibles procesos de sustitución entre fuentes de energía.

#### **g) Derecho de explotación**

El DL N° 2312 de 1978, impone a ENAP, un gravamen por la explotación de los yacimientos de petróleo o gas, que esta extraiga en el territorio nacional. Este derecho no se aplica a la explotación que eventualmente realicen privados; para ellos se aplica el concepto de retribución.

Por decretos de los Ministerios de Hacienda, de Economía y de Minería, previo informe de la CNE, se determina la base imponible y tasas aplicables a la explotación del petróleo y gas.

## **2. La Redefinición del rol de la Empresa Nacional de Petróleo ENAP**

A partir de 1978, la redefinición del rol de ENAP en cuanto a la eventual competencia en la producción de crudo con empresas privadas operando mediante contratos de riesgo, y a competir con distribuidores y grandes usuarios en el suministro de derivados, significó un importante cambio en su gestión.

Aún cuando la empresa siguió siendo el principal suministrador de combustibles líquidos, su función objetivo cambió radicalmente: anteriormente era la responsable nacional del suministro de derivados, con criterio de minimización de costos; después de las reformas, ENAP abandonó esta responsabilidad, y pasó a ser sólo un proveedor más de combustibles líquidos en un ambiente en que el mercado tomaba la responsabilidad de abastecer la demanda. La función objetivo de ENAP pasó así a ser la de maximización de utilidades en un ambiente de libertad de mercado. A tal punto este cambio tuvo una expresión concreta, que el modelo lineal de optimización de las refinerías tuvo que ser modificado en el sentido indicado<sup>23</sup>.

Para dotar a la empresa de una mayor flexibilidad operativa, en 1981 se separó de la empresa la actividad de refinación a través de la creación de dos filiales refinadoras independientes, estructuradas como sociedades anónimas: PETROX S.A de Concepción (PETROX) y Refinería de Petróleo de Concón (RPC). Las acciones de las dos refinerías quedaron en poder de ENAP y del holding estatal de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO).

Otra reforma importante implementada en este período y que afectó a la gestión de ENAP, es la que se refiere al régimen de exploración y producción. Esta reforma emana de la enmienda constitucional de 1980, que establece la posibilidad de participación privada en estas actividades, ya sea a través de concesiones administrativas o por intermedio de contratos especiales de operación (capital de riesgo).

De estas dos alternativas, sólo la segunda ha tenido aplicación concreta por medio de contratos especiales basados en el principio de que el Estado contrata con un tercero (contratista), la exploración y explotación de crudo. En la fase de exploración el contratista está obligado a efectuar a su cargo el programa de trabajos establecido, pudiendo en un momento determinado abandonar dichos trabajos, en cuyo caso toda la información obtenida revierte a favor del Estado o bien continúa con los trabajos.

Cuando los trabajos de exploración culminan con el descubrimiento de un yacimiento económicamente viable, el contratista debe realizar las inversiones necesarias y entregar al Estado la producción obtenida. Por los trabajos realizados el contratista recibe una remuneración previamente pactada, la cual se efectúa en dinero o en crudo, siendo esta segunda modalidad la que opera actualmente.

En los últimos años, se hicieron esfuerzos de inversión en exploración, mediante contratos especiales de exploración, no sólo en la cuenca austral, sino también en la zona norte y centro del país, los que no dieron, en general, resultados positivos.

Estos resultados y la creciente dependencia del crudo importado, produjeron un cambio de orientación en la política de ENAP, por cuanto se constituyó la filial Sociedad Internacional Petrolera S. A. (SIPETROL), para explorar y explotar crudo fuera del país, especialmente en Argentina, Ecuador, Colombia y Venezuela, esfuerzos que ya comenzaron a madurar con resultados concretos. Es decir, la posibilidad de ENAP para operar fuera del país, abre una alternativa de abastecimiento de crudo que quizás sea más económica de las existentes en la actualidad.

Siguiendo el reciente proceso de globalización de mercados, la estrategia ENAP parece corroborarse en las inversiones efectuadas en dos frentes: el primero en el oleoducto transandino Neuquén-San Vicente (1992 - 1994) por un monto de US\$ 220 millones. Este proyecto de ENAP, con la participación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de Argentina, permitirá transportar 15 000 m<sup>3</sup> por día de crudo desde la cuenca de Neuquén en Argentina a Chile, para el consumo nacional y la eventual exportación hacia terceros países.

El segundo, las inversiones de SIPETROL en exploración y explotación en el extranjero, que en 1993 llegaron a los US\$ 50 millones incrementando la presencia nacional en estas actividades en el exterior.

### **3. El funcionamiento del mercado de crudo y derivados**

Complementando las medidas iniciales adoptadas en 1975 en cuanto a establecer plena libertad para instalar unidades refinadoras y para importar petróleo crudo, así como para establecer contratos de exploración-explotación de hidrocarburos con empresas privadas, se establecieron medidas para hacer funcionar un mercado competitivo en el suministro de derivados. En este sentido, a partir de 1978 se estableció la total libertad de precios internos para los productos petroleros, libertad absoluta de importación bajo un régimen de derechos de internación uniforme de 10%, y la eliminación de todos los impuestos específicos con excepción de las gasolinas.

Sólo se mantuvieron con régimen de precio regulado o fijado por la autoridad y por un espacio de tiempo de alrededor de 3 años, el kerosene y GLP de uso domésticos, los cuales mantuvieron un subsidio que fue decreciendo progresivamente hasta eliminarse totalmente a principios de 1982. A partir de esa fecha, el precio de estos productos quedó también liberado.

Evidentemente, dado el carácter de importador de hidrocarburos que tiene Chile, los precios de mercado tendieron a establecerse en torno al precio de paridad de importación, vale decir precio FOB en los mercados de referencias -Caribe, por caso- más fletes y derechos de importación.

Aunque no se lo haya determinado explícitamente, debe destacarse el rol de "regulador" implícito que ha venido cumpliendo la empresa estatal ENAP como productora e importadora de crudo y propietaria de las dos refinerías existentes en el país, en el funcionamiento del mercado "desregulado" de productos limpios. Al haber libertad de precios y de importación, las refinerías y ENAP compiten efectivamente con las distribuidoras mayoristas de combustibles e incluso potencialmente con grandes clientes tales como la Corporación Nacional del Cobre de Chile (CODELCO). En este sentido, es que ENAP ha cumplido un rol "regulador" en la fijación de precios internos de los combustibles.

El mercado de suministro de crudos y derivados, desde el punto de vista de las inversiones, precios y calidad de los productos, ha operado razonablemente bien desde su creación en 1978, y las distorsiones ocurridas fueron de pequeña magnitud si se consideran las fuertes variaciones del precio del crudo en el mercado internacional en el período 1973 - 1990 <sup>24</sup>.

No obstante ello, como en todos los casos de mercados con posición dominante de una de las pocas empresas que operan en el segmento de la refinación, es necesario controlar la posibilidad de "dumping" en la formación de precios, que constituiría una amenaza al funcionamiento de un mercado libre. Por otra parte, al ser la empresa dominante, estatal, es muy frecuente que el Estado quiera intervenir de diversas formas para generar un sistema de precios no fundamentado en las reglas del mercado<sup>25</sup>.

#### **4. La distribución mayorista y minorista: estructura del mercado**

La distribución mayorista y minorista de derivados del petróleo siempre fue realizada en Chile por empresas privadas -ESSO, SHELL y COPEC-, pero hasta 1978 ella operó bajo un régimen de reparto del mercado regulado por el Estado, con precios máximos fijados por el ministerio de Minería. Cada compañía requería contar con al menos un punto de venta por Departamento en el territorio nacional, así como con medios propios de transporte y almacenaje. Por otra parte la instalación de cada estación de servicio debía ser autorizado por el Ministerio de Minería, el que procedía velando por mantener el reparto de mercado entre las empresas.

Esta situación cambió radicalmente con la liberación de precios y la libertad de importación y comercialización llevada a cabo en 1978 y señalada anteriormente. Esta medida fue complementada con una serie de cambios legales e institucionales tendientes a facilitar la competencia en la distribución de combustibles mayorista y minorista. Ellos se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Derogación de las restricciones a la entrada de nuevos distribuidores, y de todos los permisos requeridos para instalar nuevas estaciones de servicio. Sólo se requiere para operar el cumplimiento con un reglamento general con normas de calidad y seguridad de servicio.
- Derogación de la obligación para los distribuidores mayoristas de mantener altos niveles de stock de productos en instalaciones de almacenamiento propias.
- Acceso de cualquier distribuidor, mayorista o minorista, a las instalaciones de almacenamiento de ENAP, mediante el pago de un arriendo basado en el costo medio de desarrollo de dichas instalaciones. Con el objeto de prestar este servicio se creó en 1981 una filial especializada de ENAP, la Empresa Almacenadora de Combustibles (EMALCO).

A partir de 1979, cuando se derogó el Decreto 20 de 1964, que impedía la formación de nuevas sociedades de distribución, se incorporaron al mercado las siguientes empresas: Combustibles Marítimos (COMAR) en 1981, ENEX en 1984 (pasa a ser filial de la SHELL en 1986), APEX 1984 (pasa a ser filial de COPEC en 1986), ABASTIBLE en 1984 (empresa ligada a COPEC), GASPEC en 1985 (hoy GAZPESA) y TEXACO en 1992.

Las nuevas compañías distribuidoras, con la excepción de COMAR, no poseen instalaciones de distribución mayorista propias, sino que operan sobre la base de arriendo de capacidad de almacenamiento a EMALCO y de terrenos a ENAP. A su vez, las compañías distribuidoras

mayoristas tradicionales (COPEC, ESSO, SHELL) poseen instalaciones de almacenamiento de combustibles a lo largo del país además de terminales marítimos.

En cuanto a la distribución mayorista de gas licuado participan en ella GASCO, ABASTIBLE, ENAGAS y otras, filiales de éstas.

ENAP, y sus filiales RPC y PETROX se encargan de la distribución primaria de derivados del petróleo y gas licuado abasteciendo un 92% del mercado a través de ventas directas a grandes consumidores y compañías distribuidoras.

Las medidas indicadas generaron efectivamente una fuerte competencia entre las distribuidoras minoristas, a pesar del reducido número inicial de empresas. Esta competencia se manifestó en un fuerte aumento del número de estaciones de servicio y en la baja de los márgenes de comercialización unitarios, en la mejora de la calidad de servicio y en el desarrollo de una serie de productos nuevos, en verdaderas "guerras" publicitarias, y también en la aparición de nuevas distribuidoras, algunas de las cuales permanecieron en tanto que otras fueron reabsorbidas por las mayores. Varias de estas distribuidoras pequeñas entraron al mercado precisamente por no requerirse la disposición de instalaciones propias de almacenamiento, y existir la posibilidad de uso de la capacidad disponible de EMALCO.

La creación de EMALCO fue muy criticada por los distribuidores mayoristas tradicionales<sup>26</sup>, por estimar que el Estado estaba efectuando dumping al facilitar a bajo costo instalaciones propias, de almacenamiento, en circunstancia que anteriormente se exigía a las distribuidoras invertir por sí mismas en este tipo de facilidades. Se mostró sin embargo que los precios por servicios de almacenamiento ofrecidos por EMALCO no estaban subsidiados, lo que llevó a mantener la oferta de servicios de almacenamiento.

En el período 1983 - 1985, a raíz de la crisis de la deuda y del estancamiento en el crecimiento de la demanda de combustibles, se fue produciendo un importante exceso en el número de estaciones de servicios y una caída en el volumen medio mensual de venta. Ello condujo en 1985 a una verdadera guerra de precios a nivel distribución, con la consiguiente disminución de los márgenes de comercialización, desatándose fuertes presiones de los distribuidores minoristas afectados -propietarios o arrendatarios de estaciones de servicio- para que se fijaran precios mínimos de combustibles y para que se revisaran los contratos con los distribuidores mayoristas.

El Gobierno no cedió a estas presiones y no fijó precios, pero la Comisión Antimonopolios se ocupó de aquellas situaciones en que la rigidez del contrato de suministro de mayorista a minorista le causaba grave daño a este último, y dispuso en muchos casos enmiendas a estos convenios. La crisis fue superada en el curso de 1986, con el crecimiento de la demanda, y una reestructuración en la propiedad de las estaciones de servicio: algunas cerraron sus instalaciones o bien las vendieron a las compañías mayoristas, produciéndose un incremento del grado de integración vertical mayorista-minorista y un cambio en los márgenes de distribución: antes de la desregulación los márgenes eran del 8% para el minorista y del 3-4% para el mayorista; después de la desregulación un 4-4.5% para el minorista y un 9-10% para el mayorista.<sup>27</sup>

Las inversiones de las empresas distribuidoras han sido dinámicas y relativamente importantes con el objeto de aumentar la cobertura geográfica de sus servicios, de incrementar los servicios incorporados a las estaciones de servicio y en el caso de las mayores empresas, desarrollar sus imágenes corporativas tratando de llegar directamente a los consumidores medianos<sup>28</sup>.

En la actualidad operan tres tipos de contratos entre mayoristas y minoristas de combustibles limpios (gasolina, diesel y kerosene). En los tres casos es el mayorista el que coloca los surtidores y estanques, existiendo además relación de exclusividad, es decir una estación de servicios sólo puede vender los productos de un mayorista. Los contratos corresponden a:

- Propietarios (40,3% en 1991), el minorista es el dueño del terreno donde se instala la estación de servicio y como tal es libre de fijar la política de precios y de administrar el establecimiento.
- Arrendatarios (43,2% en 1991), el mayorista es el dueño del terreno donde se instala el servicentro, sin embargo, el arrendatario tiene libertad para fijar precios y administrar el establecimiento. La diferencia con el tipo de contrato anterior es el que tiene que cancelar un pago fijo mensual, preestablecido en el contrato.
- Comisionistas (16,5% en 1991), que operan en base a una comisión por venta.

### **5. Los intentos por privatizar la refinación**

Paralelamente al conjunto de disposiciones que implicaron la desregulación del sector petrolero, a partir de 1980, hubo una serie de intentos por privatizar, aunque sea parcialmente, el segmento de la refinación.

Dentro del contexto de reformas de esa época se pensó que la conformación de sociedades anónimas refinadoras, sujetas a las severas normas de transparencia de información establecidas en la legislación sobre sociedades anónimas, así como al régimen de responsabilidad personal de sus directores por las decisiones que adoptaran, implicaba ciertamente una disminución en el riesgo de manipulación del mercado de derivados.

Adicionalmente, se argumentaba también que la solución definitiva y permanente para asegurar un buen funcionamiento de la competencia, consistía en allegar participación privada a la propiedad de las refinerías: ello garantizaría el efectivo cumplimiento del régimen de responsabilidad de los directores, pues la ausencia de accionistas privados impedía actuar efectivamente frente a eventuales rebajas "políticas" de precios inducidas a nivel Gobierno. Asimismo, dentro de la concepción subsidiaria del Estado, la participación privada parcial o total en las refinerías ayudaría a que el Estado obtuviera recursos para desempeñar las funciones que le son propias, y a dejar de invertir en actividades productivas susceptibles de ser abordadas por el sector privado.

Berstein (1995) señala que: *"los intentos efectuados entre 1984 y 1988 por la CNE, por privatizar parcialmente las dos refinerías, chocaron con la oposición por mantener la propiedad estatal de estas sociedades. Los argumentos dados en cuanto a los hipotéticos peligros de la desintegración vertical de ENAP, a la inseguridad de suministro de combustibles, a la imposibilidad de introducir eventualmente variables políticas en la fijación de precios de combustibles, y a la posibilidad de huelga de los trabajadores de ENAP, que derivarían de tal privatización parcial, llevaron a retrotraer la decisión tomada. Cuando posteriormente, se inició un proceso tendiente a descentralizar una serie de actividades de ENAP, las dificultades de orden legal y político surgidas a última hora impidieron la venta de acciones de las refinerías. Cabe destacar que gran parte del Directorio, ejecutivos y mandos medios de la refinería PETROX estuvo de acuerdo en 1988 en la política propuesta por la CNE tendiente a colocar en el público una proporción minoritaria de las acciones de la empresa, lo que evitaría la manipulación de sus intereses por parte de ENAP. Cuando el Directorio tomó el acuerdo correspondiente, ENAP y el Ministerio de Minería dispusieron la revisión de dicho acuerdo."*

Otra interpretación del fracaso de la privatización en el segmento de la refinación, fuera de las razones legales y políticas enunciadas precedentemente, quizás pueda encontrarse en los argumentos económicos y la percepción del alto riesgo del negocio por parte de los inversores privados. En la medida que la refinación no incorpore un porcentaje mínimo de crudo propio, por tanto no se capte una parte importante de la renta originada en la explotación del crudo, la rentabilidad basada únicamente en el margen de refinación, podría no justificar la inversión requerida o no fue lo suficientemente atractiva, dado el funcionamiento de un mercado libre y competitivo de derivados, en el cual los precios internos se alinean con los de paridad de importación.

Aparentemente en este contexto, la rentabilidad de ENAP fue y seguiría siendo atractiva, y su gestión fue y seguiría siendo eficiente, en función de la práctica de precios de mercado. Esta afirmación se basa en los resultados operativos que ha venido mostrando la empresa: en 1995 se espera un aumento del 10.4% de ventas con relación a 1993, y se espera que las utilidades netas alcancen 110 millones de dólares, que significan un aumento del 21% con relación a 1994<sup>29</sup>. Esto explicaría la estrategia de la empresa de seguir incorporando inversiones en el segmento de la refinación, como lo ha venido realizando especialmente desde 1990.

Este esfuerzo se refiere tanto al aumento de sus capacidades, las que habían llegado a su límite, como a su modernización. Debido a los recientes desafíos medioambientales, revisten especial importancia las modernizaciones destinadas a la producción de gasolina sin plomo, como a la producción de diesel con bajo contenido de azufre. Entre los proyectos cabe destacar los siguientes:

- Aumento capacidad de topping y vacío de PETROX en 2 000 m<sup>3</sup>/día (1990 - 1993). La inversión es de US\$ 6.5 millones.
- Ampliación unidad de topping 1 RPC en 2 500 m<sup>3</sup>/día (1992 - 1995). La inversión es de US\$ 10 millones.

- Unidad reproductora de diesel en RPC (1990 - 1993). Esta unidad permitirá aumentar la producción de diesel, aprovechando el hidrógeno disponible en la refinería. El diesel producido será de mejor calidad, con bajo contenido de azufre y alto grado de hidrogenización. La inversión alcanzó a US\$ 27 millones.
- Remodelación unidad de cracking catalítico de RPC (1990 - 1994). El proyecto permite alimentar una mayor cantidad de producto de fondo de la unidad de craqueo catalítico, convirtiéndolo en gas licuado, gasolina y diesel; con esto se disminuye la producción de petróleo combustibles. La inversión alcanzó a US\$ 17 millones.
- Nueva unidad de reformación catalítica de RPC (1992 - 1995). Esta unidad permitirá aumentar el octanaje de las gasolinas, reduciendo el contenido de plomo. La inversión alcanza a US\$ 29 millones.
- Ampliación de unidad de recuperación de livianos de PETROX (1990 - 1993). La inversión alcanza a US\$ 9,5 millones y permitirá adecuar las unidades de recuperación de combustibles livianos para responder a la mayor demanda de estos productos.
- Readecuación de la unidad de recuperación de livianos de RPC (1990 - 1994). Este proyecto permite aumentar la recuperación de gas licuado, su inversión es de US\$ 6 millones.

## **B. LAS REFORMAS EN EL SECTOR CARBÓN**

### **1. El marco regulatorio**

El marco jurídico de este subsector lo constituyen el artículo 191 de Código Civil; artículo 19 número 24 párrafo 6 y siguientes- de la Constitución Política de 1980; Ley Orgánica Constitucional sobre concesiones mineras -Ley N° 18 097 de 1982- y el Código de Minería de 1983.

En 1981 se dictó una ley que derogó el pago de regalías al dueño del terreno superficial. El nuevo Código de Minería de 1983, que reemplazó al de 1932, eliminó el régimen de excepción para el carbón considerándolo jurídicamente igual a los demás minerales.

El ordenamiento jurídico vigente considera la propiedad de las minas independientemente de la propiedad superficial y declara al Estado como propietario de todas ellas, pero con la facultad de conceder explotaciones a los particulares, en las formas y condiciones que establece la ley.

Tanto en el Código de Minería como la Constitución política se expresa que: "*El Estado tiene dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de todas las minas, comprendiéndose en éstas ... los depósitos de carbón e hidrocarburos ...*". No obstante esto, el Estado permite a los particulares realizar labores de exploración y explotación en el caso de sustancias "concesibles", establecidas por la Ley Orgánica y el Código de Minería.

El Estado fija el marco normativo y legal en que se desarrollan las actividades privadas y fiscaliza su cumplimiento. La CNE es el organismo técnico que asesora al Gobierno en la confección de las políticas globales para el sector, mientras que el Ministerio de Minería es el encargado de dictar las normas y fiscalizar su cumplimiento.

Recientemente, en 1992 se promulgó la Ley N° 19 129, de carácter transitorio y cuyo objetivo, como se verá más adelante, fue el de paliar los efectos sociales de la readecuación de la industria carbonífera de la VIII Región.

## **2. Aspectos generales de la explotación**

En Chile debe diferenciarse las distintas zonas productoras, puesto que ellas presentan características estructurales muy distintas que explican la situación actual de las minas, las políticas de reconversión y las perspectivas futuras. Dichas zonas son:

- i) En la XII región, Península de Brunswick - Isla Riesco. En esta región la explotación del yacimiento Pecket, ubicado a 65 km. al noreste de Punta Arenas, es realizada por COCAR S.A., empresa privada con participación de COPEC (45%), Ultraterra (45%) e International Finance Corporation (10%). Su explotación se inició en 1987, actualmente es la de mayor producción anual con alrededor de 975 mil toneladas brutas y emplea cerca de 450 personas. Las reservas de carbón sub-bituminoso de esta región constituye uno de los principales recursos energéticos del país y dadas las condiciones del mercado actual, se considera su explotación económicamente viable en la mayor parte de los casos.
- ii) En la X región, Valdivia-Osorno, produce carbón sub-bituminoso proveniente de minas subterráneas. La empresa privada San Pedro de Catamutún, explota la única mina en La Unión, Valdivia, con una producción anual cercana a las 160 mil toneladas y emplea alrededor de 500 personas. La mina presenta características estructurales favorables, con niveles de profundidad de aproximadamente 70 metros, ausencia de fallas geológicas y una potencia sumamente regular que fluctúa entre 2.5 y 3 metros. Las reservas demostradas alcanzan a 29 millones de toneladas, considerándose su explotación económicamente factible. La desventaja es su localización, ya que se encuentra alejada de la costa, por lo que los fletes deben realizarse por vía terrestre.
- iii) En la VIII región, Concepción-Arauco, se producen carbones bituminoso explotados por minería subterránea y pirquenes correspondientes a galerías fuertemente inclinadas que acceden directamente a los mantos carboníferos. Las minas de esta región se caracterizan fundamentalmente por encontrarse a grandes profundidades (hasta 900 metros por debajo del nivel del mar en el caso de Schwager), poseen mantos de baja potencia, irregulares y abundante presencia de fallas geológicas. Se tiene un bajo conocimiento de las reservas de carbón de esta región y la viabilidad económica de su explotación es dudosa en función de su ubicación bajo el mar y sus características estructurales.

Las faenas son explotadas principalmente por tres empresas:

- Empresa Nacional del Carbón S.A. (ENACAR) en la comuna de Lota y en Trongol en la comuna de Curanilahue. Recientemente en 1992 cerró la mina de Colico, debido a sus altos costos de explotación, medida que se insertó dentro de la política de racionalización del sector enunciado en la Ley N° 19 129.
- Carbonífera Schwager S.A., empresa privada que explota el yacimiento del mismo nombre al norte del yacimiento de Lota.
- Carbonífera Victoria de Lebu S.A., empresa estatal filial de ENACAR -en proceso de cambio-, explota la mina Victoria de Lebu, a 100 Km. al sur de la Mina Lota.

### **3. La reestructuración de los mercados**

La primera reforma estructural en la industria del carbón se llevó a cabo en 1978, año en que se eliminaron los subsidios al carbón y se liberalizaron los precios así como las importaciones de este combustible. Paralelamente, se llevó a cabo una importantísima reducción de personal, a través del sistema de retiro con doble indemnización, pasando la dotación de 15 900 trabajadores en 1974 a 8200 en 1979.

Ello dejó al carbón de la VIII región en condiciones para competir con carbón importado, objetivo que parecía alcanzable hacia 1980 dado que los precios del carbón importado se ubicaban en el rango 60 - 70 US\$/ton.

Una segunda reforma importante en la liberalización de la industria del carbón fue la derogación en 1983 de la antigua legislación de excepción sobre este mineral. La derogación se produjo junto con la promulgación del Código de Minería, que consideró al carbón como un mineral más, facilitándose su sistema de exploración y explotación. Este cambio permitiría incentivar la exploración de este recurso, que tenía importantes manifestaciones en diversas zonas del país.

El tercer hito importante fue el lanzamiento de una intensa campaña de exploración de los recursos de carbones sub-bituminosos de Magallanes, campaña efectuada por el Comité de Carbones de CORFO, bajo el control de la CNE, durante el período 1979 - 1980. Esta campaña culminó con la identificación y evaluación del yacimiento de Pecket, el que fue licitado al sector privado en 1981. El yacimiento de Pecket fue adquirido y desarrollado por COCAR, y pudo iniciar su explotación en 1985, después de haber ganado la licitación efectuada por CODELCO para abastecer las recientemente instaladas centrales termoeléctricas de Tocopilla<sup>30</sup>.

La descentralización de las minas de propiedad estatal pasó entonces a convertirse en un objetivo de importancia, tanto porque ello era un proceso natural para mejorar su gestión, como porque se facilitaría su privatización. Así, en 1980, se conformó la filial Schwager, con un esquema

de operación y de contratación de personal mucho más flexible que el de ENACAR. A pesar de ser esta mina la de peores condiciones de Arauco, desde el punto de vista técnico, Schwager logró revertir las pérdidas operacionales que la afectaban hasta entonces, y terminó siendo privatizada en el período 1987 - 1988. Schwager se mantuvo en operación hasta fecha reciente, pero con un nivel de producción muy bajo, debido a las dificultades técnicas y económicas enfrentadas.

Después de Schwager, el proceso de descentralización se mantuvo detenido hasta 1988, año en que se reinició con la separación de la mina Victoria de Lebu, formándose la filial. Al mismo tiempo se dieron los primeros pasos para convertir en filiales las minas de Colico y Trongol, etapa que no se alcanzó a cumplir. En 1989 se intentó privatizar, pero el intento falló por falta de interesados.

Durante la segunda mitad de la década del ochenta, la situación de ENACAR se mantuvo permanentemente deficitaria, con costos de producción de unos 60 US\$/ton y pérdidas anuales del orden de los 10 millones de US\$. Ello fue consecuencia, de las difíciles condiciones objetivas de explotación de las minas subterráneas, y de las bajas sostenidas del precio internacional del carbón, que pasó de 55 a 60 US\$/ton en 1981, a 35 US\$/ton hacia fines de los años ochenta. La situación de la minería del carbón en la VIII región empeoró notablemente a partir de los noventa, encontrándose en la actualidad en situación extremadamente crítica, con costos medios de producción en el entorno a 100 US\$/ton y precios de paridad de importación de 40 a 45 US\$/ton.

#### **4. El funcionamiento del mercado del carbón y la reconversión laboral**

La liberalización del mercado del carbón forzó a las minas nacionales a competir entre sí y con importaciones. En realidad, nunca existió una real competencia entre las minas estatales de Arauco con las minas privadas del área y de Valdivia debido a la participación de ENACAR que mantuvo una política de precios que no cubría sus costos económicos, lo que a su vez se tradujo en un desplazamiento de sus competidores privados. Estas distorsiones no afectaron sin embargo al carbón de Magallanes, que pudo conquistar su propio mercado en competencia con ENACAR y con las importaciones.

La minería de Arauco estuvo efectivamente sometida a la competencia real de las importaciones, principalmente aquellas efectuadas por las empresas eléctricas. Sin embargo el carácter estatal de las minas de ENACAR, que le permitió soportar una situación crónica de pérdidas, no la hizo reaccionar a las señales de mercado. Por otra parte, dentro de la filosofía general de mercado que imperaba en la época, fue necesario una acción muy decisiva de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para evitar las presiones directas e indirectas de esta empresa sobre las generadoras eléctricas estatales, tendientes a distorsionar las señales de mercado y a favorecerla a través de igualar ofertas logradas en licitaciones internacionales.

Conviene destacar finalmente que el mercado del carbón no sólo está sometido a la competencia de los propios productores internos y de las importaciones, sino también a la competencia de otros energéticos de precios parecidos tales como la leña y el fuel-oil.

En definitiva, la competencia en el sector carbón ha sido sostenida por una parte por los importadores y los productores privados, y por la otra por los energéticos sustitutos. La competencia derivada del mercado libre de importación ha sido sin duda la más relevante, dado su volumen, y también la aportada por la producción de Magallanes, que no recibe ningún subsidio.

La política de racionalización y reconversión productiva y laboral que se implementó en el subsector del carbón se puso en práctica a partir de 1990: en función de la situación del mercado nacional e internacional se llegó a la conclusión de que salvo excepciones, los establecimientos mineros de la VIII región no estarían en condiciones de seguir compitiendo, a nivel nacional, con el carbón importado.

A partir de ese hecho se formuló una política de reconversión productiva y laboral, la cual ha permitido reducir drásticamente las pérdidas históricas que las empresas públicas y privadas venían experimentando por muchos años. Esta política ha estado basada en un subsidio transitorio y decreciente (3 años) a la comercialización de carbón. Para optar a dicho subsidio, las empresas debían implementar programas de readecuación productiva y laboral.

Paralelamente se establecieron normas legales que permitieron la jubilación anticipada de mineros con 18 ó 25 años de trabajos subterráneos, dependiendo de la fecha de retiro y fueron destinados importantes recursos para sustentar un programa de reconversión laboral, junto con estímulos que las empresas establecieron para reducir su personal.

Esta política permitió una adaptación drástica de la producción a las posibilidades reales del mercado, como la necesaria racionalización a nivel de las respectivas dotaciones, situación que aparece reflejada en el cuadro 8:

**Cuadro 8**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DOTACIONES DE PERSONAL**  
**EN LAS PRINCIPALES EMPRESAS CARBONÍFERAS DE LA VII REGIÓN.**

Empresa	Dotación (Número de personas.)		Producción (Toneladas)	
	1990	1994	1990	1994
Enacar	5 258	2 254	76 3111	142 500
Schwager	2 171	714	453 392	84 838
Carvile	1 089	654	111 296	47 391
Pequeña y Mediana Minería	1 728	1 259	165 721	125 377
Pirquineros	3 954	750	248 545	42 697

Fuente: Tohá, J. Op. Cit.

La racionalización de la política carbonífera implicó la reducción de 8 570 puestos de trabajos, la disminución de la productividad en 36 % y una caída de la producción total del 75 %.

Para lograr sus objetivos sociales, esta política deberá continuar aplicándose por varios años y su éxito definitivo dependerá de la decisión y voluntad política para disponer de los importantes recursos económicos que ésta demanda.

## C. LAS REFORMAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

### 1. Las reformas y la política eléctrica

Existen tres etapas que marcaron la evolución de las reformas del subsector eléctrico, la primera entre los años 1973 y 1979, la segunda que se inicia en 1980 y que termina en 1989, y finalmente entre los años 1990 y 1993.

#### a) Período 1973 - 1979

En el primer período el énfasis estuvo esencialmente encaminado hacia la normalización financiera y racionalización empresarial del área estatal. En paralelo tuvo inicio un proceso sostenido de reestructuración de precios, en el contexto general de la economía de mercado vigente.

El hecho más trascendente, no sólo para el subsector eléctrico, sino para el sector energético en general, fue la creación de la Comisión Nacional de Energía, en el año 1978. Esta institución, de rango ministerial, fue sin duda la generadora de las profundas transformaciones que se producirían en la década del ochenta.

Aún cuando las medidas apuntaban a la solución de determinados problemas, persistieron en el subsector eléctrico dificultades estructurales de consideración, teniendo en cuenta el modelo económico que comenzaba a gestarse.

- Fuerte concentración de inversiones en el Estado, el cual concentraba el 90% en generación, casi la totalidad de la transmisión y el 80% en distribución.
- Fuerte dependencia del subsector del esfuerzo de desarrollo de una sola Empresa Estatal, Empresa Nacional de Energía (ENDESA), principalmente en lo relativo a generación y transmisión. (Como se verá más adelante, tanto las reformas del marco regulatorio como las privatizaciones, no consiguieron remover este obstáculo.)
- Interferencias de los roles productivos y reguladores a nivel empresarial.
- Carencia de criterios técnico-económicos apropiados y falta de transparencia en los procesos tarifarios.

**b) Período 1980 - 1989**

Las reformas estructurales en el subsector eléctrico nacieron de la percepción, en 1978-1979, que las actividades de generación, transmisión y distribución eran claramente separables, y que dicha separación, además de hacer más transparente y más eficiente la gestión de cada una de ellas, facilitaría lograr objetivos de desconcentración, descentralización y privatización del sector eléctrico, pudiendo concebirse el funcionamiento de un mercado competitivo a nivel generación.

A partir de 1980 se inicia un proceso radical de cambios en el marco institucional del sector eléctrico dentro del cual la Comisión Nacional de Energía se transforma en su centro de gravedad. La nueva política que impulsa la Comisión Nacional de Energía, entre 1980 y 1989 introduce reformas radicales entre las que se destacan: la institucional, el régimen de propiedad de las empresas, el funcionamiento del mercado, el marco regulatorio, la planificación de los sistemas eléctricos, el régimen tarifario.

**c) Período 1990 - 1994**

Así como el período de 1974 a 1980 estuvo fuertemente condicionado por el marco político-institucional y económico prevaleciente en ese período, la política eléctrica aplicada durante el período 1990 -1994, estuvo también fuertemente influenciada por el contexto político de ese período.

Los cambios políticos e institucionales que implicaron el tránsito a un régimen democrático, estuvieron insertos en un contexto en el cual estuvo subyacente, objetivamente o subjetivamente la imagen que los cambios hacia la recuperación de la democracia de por sí implicaban incertidumbre económica, contracción del consumo, expectativas desmesuradas de los sectores más desprotegidos, etc.

Para la aplicación de la política energética de ese período, la consideración objetiva de esos elementos fue un hecho esencial. En ese contexto es necesario reconocer el hecho de que especialmente en lo concerniente al subsector eléctrico el escenario estaba caracterizado por un profundo y reciente proceso de privatizaciones, un sector privado que recién comenzaba a asumir los desafíos de inversión y la necesidad como objetivo político, que un sector tan sensible para la vida del país expresara los mayores niveles de normalidad.

Dentro del contexto anterior, los principales lineamientos de política para el subsector eléctrico, aplicados durante el período 1990 - 1993 fueron :

- Asegurar durante el período una oferta eléctrica oportuna y eficiente.
- Garantizar que las cuantiosas inversiones previstas para asegurar la demanda energética, se realizaran oportunamente.
- Crear las condiciones para que el Estado ejerciera su función reguladora y fiscalizadora en forma eficiente.

Pese a que se analiza un período extremadamente corto, es posible visualizar dos etapas claramente diferenciadas: la primera de ellas tuvo como objetivo esencial asegurar que el capital privado fuera la base fundamental para garantizar las inversiones que estaban en marcha o que era necesario decidir en ese período, objetivo que culmina satisfactoriamente.

Conseguido el objetivo antes señalado el énfasis estaba dado, no sólo por la necesidad de garantizar las inversiones y el suministro eléctrico, sino que fueran abordados objetivos de mediano y largo plazo, tales como:

- La reafirmación de la necesidad de aprovechar el importante recurso hidroeléctrico disponible, como alternativa más económica y ambientalmente más aceptable.
- Que las diferentes alternativas de desarrollo debían procurar un abastecimiento eléctrico económico, acorde con una economía abierta al mundo y con crecientes niveles de competitividad.
- Proporcionar una alta participación del sector privado como agente fundamental del desarrollo eléctrico.
- Que el esfuerzo anterior debe ser sustentable, lo cual significa que sus beneficios deben ser crecientemente equitativos y con una fuerte preocupación por su muy alto impacto ambiental.

## **2. El marco regulatorio**

Los principales organismos del Estado que intervienen en la regulación del sector eléctrico son la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. La Comisión Nacional de Energía tiene principalmente a su cargo la asesoría al Gobierno en la planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, el diseño y el cálculo de tarifas y precios regulados. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es el organismo fiscalizador, quien tiene la responsabilidad técnica en el otorgamiento de concesiones, debe velar por la aplicación tarifaria y controlar la calidad del servicio eléctrico. Por su parte, el Ministerio de Economía, como en cualquier otro sector regulado es el organismo encargado de fijar tarifas y fomentar el desarrollo eficiente de los diversos sectores, mediante el mantenimiento de prácticas competitivas en todas aquellas áreas en que esto sea técnica y económicamente factible, o vía regulación cuando es necesario (véase recuadro 2).

Los principales cuerpos legales que regulan la actividad del sector son el DFL N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, complementado por el Decreto Supremo N° 6 de 1985, del Ministerio de Minería, que reglamenta la operación coordinada de centrales generadoras y sistemas de transmisión y las leyes orgánicas de la CNE y la SEC.

**Recuadro 2**  
**EL MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Los cuerpos legales que regulan el sector eléctrico en Chile son: el DFL N° 1 y el Decreto Supremo (DS) N°6 de 1985 del ministerio de Minería. El primero de los mencionados regula la producción, el transporte, la distribución, las concesiones y la fijación de tarifas. En él se reconoce la existencia de competencia en la producción de electricidad y de monopolio en las áreas de distribución y transmisión.

El DS N°6 dispone mecanismos de coordinación del sistema de generación y de transmisión a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos CDEC, programan la operación velando por: la seguridad del sistema global, la operación a mínimo costo, y el derecho de servidumbre de las generadoras sobre las líneas de transporte de terceros.

La **Comisión Nacional de Energía (CNE)** tiene por función: proponer la normativa del sector, su perfeccionamiento y modificación; la realización de estudios de precios de nudo (de generadores a distribuidores) y de los valores agregados de distribución; la planificación indicativa de inversiones para el sector; la elaboración de los análisis técnicos relativos al desarrollo y gestión del sector; y el análisis de antecedentes y preparación de informes para solucionar divergencias en los CDEC.

Por su parte, el **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción** tiene por misión: dictar los decretos tarifarios basados en los informes emanados de la CNE; dictar decretos de concesión con informes de la Superintendencia de Electricidad y combustibles, y resolver los conflictos de los CDEC.

Las funciones de la **Superintendencia de Servicios Eléctricos y Combustibles** son: fiscalizar el cumplimiento de la ley, de los reglamentos y de las normas técnicas; recibir y administrar información de las empresas eléctricas, particularmente de las concesionarias de servicio público de distribución; fijar a las empresas de distribución el valor nuevo de reemplazo y costos de explotación para la determinación de la tasa de rentabilidad del conjunto de dichas empresas, dentro de la determinación de los valores agregados de distribución; verificar y fiscalizar el correcto cumplimiento de los decretos tarifarios; y verificar, fiscalizar y otorgar las concesiones de paso por bienes públicos.

El **Ministerio de Planificación y Cooperación (MIDEPLAN)**, en tanto organismo coordinador de la acción de las inversiones de instituciones y empresas públicas, es la institución que sanciona los proyectos de inversión en el sector eléctrico de empresas del Estado y de Municipalidades.

**Las Municipalidades.** Conforme al DFL N° 1, son las autoridades edilicias quienes negocian tarifas y calidad del suministro con la empresa eléctrica distribuidor, en el caso de los sistemas eléctricos con capacidad instalada menor a 1.500 kW; además, son estas entidades las que otorgan los permisos para que las líneas de transporte no sujetas a concesión puedan pasar o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, El sector Energético en Chile, Santiago, Dic. de 1993.

EL DFL N° 1 (véase recuadro 3) regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Se incluye el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, y las relaciones de las empresas con el Estado y los particulares. El principal supuesto sobre el cual se estructura el DFL N° 1 es la existencia de competencia en la generación de energía y la constitución de monopolios naturales en la distribución a pequeños usuarios y la transmisión. A partir de este supuesto, no explícito, se estructura todo el sistema de precios y la definición de responsabilidades y atribuciones del Estado.

**Recuadro 3**

**EL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1 (DFL N° 1) DE 1982 O LEY GENERAL DE SERVICIO ELÉCTRICOS**

El DFL N° 1 regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Incluye además, el régimen de concesiones, servidumbres, precios, condiciones de calidad y seguridad de instalaciones, maquinarias e instrumentos, así como las relaciones entre el Estado y las empresas y de éstas con los particulares.

Su principal supuesto está basado en la existencia de competencia en la generación y en el reconocimiento de la existencia de monopolios naturales en las áreas de transmisión y distribución a clientes finales menores. Bajo este supuesto y la utilización de criterios tarifarios basados en los costos marginales de corto plazo, se estructura el actual sistema de precios.

Las principales disposiciones de este decreto se relacionan con:

- la explicitación de las reglas del juego para la regulación de la actividad del subsector eléctrico en áreas de características monopólicas;
- la desregulación de la actividad de generación-transmisión, excepto en el precio de suministro a empresas distribuidoras, con el fin de facilitar el proceso de desconcentración y descentralización;
- la creación de los organismos de coordinación de la operación de los sistemas interconectados;
- el establecimiento de la política de tarificación eléctrica a costo marginal; y,
- fijación de precios que se describen más adelante (artículos 96 a 99); precios de nudos y valores agregados de distribución (Art. 106); exportaciones (Art. 148).

Fuente: Comisión Nacional de Energía, El sector Energético en Chile, Santiago, Dic. de 1993

Merecen destacarse algunos artículos del DFL N° 1, que definen la naturaleza del servicio público y las condiciones de prestación y/o producción de energía:

- i) el artículo 7 establece como "servicio público eléctrico" el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión o bien a usuarios finales ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las líneas de las concesionarias mediante líneas propias o de terceros;
- ii) el artículo 8 establece que no se considerarán servicio público eléctrico, los suministros que se efectúen desde instalaciones de generación y transporte, la distribución de energía que hagan las cooperativas no concesionarias o bien la distribución que se realice sin concesión;
- iii) los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes o torres de abastecimiento de otras líneas y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de la energía eléctrica (artículos 50 y 51); y,

iv) cualquier empresa eléctrica podrá exigir a los usuarios de cualquier naturaleza que soliciten servicio, o a aquellos que amplíen su potencia conectada, aportes de financiamiento reembolsables para la ejecución de dichas ampliaciones requeridas en generación, transporte y distribución (Art. 75)

La Ley dispone un mecanismo de coordinación de la operación del sistema de generación, que es el Centro de Despacho Económico de Cargas, el CDEC, que por una parte actúa como un mercado de energía de corto plazo y por otra parte tiene a su cargo la planificación de la operación de todo el sistema de generación y transmisión (véase recuadro 4).

#### Recuadro 4

#### EL CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (CDEC)

La creación de organismos de coordinación de la operación de los sistemas eléctricos interconectados denominados centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), obedeció a los objetivos descentralizadores del sector eléctrico.

El Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 de 1982 del Ministerio de Minería, establece entre otras disposiciones, que los concesionarios de cualquier naturaleza que operen sistemas eléctricos interconectados entre sí, deberán coordinar dicha operación, con el fin de: preservar las condiciones de seguridad de operación del servicio eléctrico; operarlo al mínimo costo; y, garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión, establecidos mediante concesión. El mismo Decreto establece que las transferencias de energía entre empresas eléctricas generadoras que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación, serán valorizadas a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, calculados por el CDEC.

Posteriormente, el Decreto Nº 6 de febrero de 1985 del mismo Ministerio, establece las condiciones que deben cumplir las empresas obligadas a coordinar su operación, las funciones básicas y la organización del Comité de Operación de Carga CDEC.

Para cumplir con los propósitos señalados, se establece que el CDEC será responsable de:

- planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando la operación actual y esperada para el mediano y largo plazo, y comunicarla a los integrantes del CDEC para que éstos operen sus instalaciones de acuerdo a los programas resultantes;
- calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que se derivan de la planificación de la operación;
- coordinar la mantención preventiva mayor de las unidades generadoras;
- verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor; y,
- determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre los integrantes del CDEC.

El CDEC del Sistema Interconectado Central está integrado por las empresas de generación-transporte de mayor potencia instalada del SIC: Endesa, Colbún, Peuhenche y Chilgener.

El Sistema del Norte Grande fue creado en 1993, y está integrado por una empresa de generación-transmisión, Edelnor, una empresa generadora, Endesa y un autoprodutor Codelco, División Tocopilla.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, El sector Energético en Chile, Santiago, Dic. de 1993

### **3. Régimen de propiedad: etapas del proceso de privatización**

Aún cuando el proceso de privatizaciones sólo culminó en 1989 con el traspaso de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) al sector privado, desde mucho antes existió la decisión de primero disminuir para luego terminar con la participación del Estado en el subsector eléctrico.

Paulatinamente, sobre todo a nivel de proyectos pequeños y medianos, el proceso de inversiones fue recayendo en la iniciativa privada. A medida que la disponibilidad de recursos provenientes de inversionistas privados, fondos institucionales y financiamientos internos y externos, los proyectos de mayor envergadura fueron asumidos por la iniciativa privada.

La primera privatización se efectuó en 1980 y consistió en la licitación pública de dos distribuidoras, de la Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) y la Empresa Eléctrica de la Frontera (FRONTEL), filiales de ENDESA.

A partir de 1983, y frente a reticencias por parte de CORFO para privatizar sus filiales ENDESA y CHILECTRA, la CNE dispuso que los aportes financieros reembolsables que las empresas podían pedir a sus nuevos clientes fueran devueltos en acciones. Con ello las acciones de estas empresas empezaron a ser transadas en bolsa, privatizándose de este modo alrededor del 10% de las 2 distribuidoras de CHILECTRA.

En 1986 y 1987 se licitaron en forma pública 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de propiedad de Empresa Chilena de Generación Eléctrica S.A. (CHILGENER) -alrededor de 20 MW en total- y las centrales hidroeléctricas Pilmaiquén (39 MW) y Pullinque (45MW), de ENDESA.

El proceso de privatización se aceleró a partir de entonces con la privatización total, en 1987, de las distribuidoras CHILECTRA Metropolitana y CHILECTRA V Región, y de la generadora CHILGENER. Estas privatizaciones se efectuaron por ventas parciales de paquetes de acciones en bolsa, reservándose siempre una proporción a los trabajadores.

Por otra parte, entre 1988 y 1989 se privatizaron las filiales de distribución que se habían formado a partir de ENDESA. Entre ellas cabe destacar la Empresa Eléctrica de Atacama S. A. (EMELAT), Sociedad Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMEL) y la Empresa Eléctrica de Coquimbo S. A. (EMEC) y posteriormente las tres filiales de distribución separadas de EDELNOR: Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA) y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA). El caso de EMEL es especial, por cuanto la totalidad de esta distribuidora fue ofrecida a los trabajadores de ENDESA y de sus filiales, y a los trabajadores de COLBÚN.

En todos los casos de venta a trabajadores, el precio se basó en el precio en bolsa, y se facultó a los trabajadores a aplicar parte de sus fondos de retiro de la empresa.

La privatización de ENDESA se efectuó entre 1988 y 1990 a través de un mecanismo enteramente diferente, que buscó difundir la propiedad de la empresa en un gran número de accionistas. Tal mecanismo fue denominado "capitalismo popular", y consistió en la oferta de venta

a los funcionarios públicos de un cupo limitado de acciones, a un precio determinado basado en el valor de la acción en la bolsa a una cierta fecha, permitiendo que la compra fuera financiada con parte de los fondos de retiro de los funcionarios. Por otra parte se ofrecieron las acciones al público en general, con cupo limitado, a un precio similar al ofrecido a los funcionarios públicos, pero con financiamiento parcial a través de un crédito CORFO con garantía de las propias acciones. Adicionalmente se ofrecieron mediante licitación pública paquetes accionarios a inversionistas institucionales, lo que llevó a que los Fondos Previsionales adquirieran alrededor del 25% de la empresa. Finalmente, el Estado ofreció acciones de ENDESA, así como de otras empresas estatales, como alternativa de pago en el caso de juicios de particulares contra el Estado.

ENDESA fue privatizada incluyendo su sistema de transmisión -el más importante del Sistema Interconectado Central- que incluye las líneas del sistema troncal en 500, 220 y 154 KV. Ello ha dado origen posteriormente a controversias que serán analizadas más adelante. Berstein (1995) precisa que: *"el haber dejado incluida la transmisión en ENDESA deriva de que durante el período de privatización no se contaba aún con la nueva legislación sobre peajes, la que fue promulgada recién en febrero de 1990<sup>31</sup>. Se estimó entonces que no podía crearse una empresa independiente de transmisión, en tanto no estuviera totalmente definidas su esquema de regulación. A ello se sumaba que no convenía diferir la privatización de este importante ente estatal. Por otra parte, se consideraba que la separación de la transmisión de ENDESA no era un aspecto particularmente sensible, ya que ella estaría en todo caso sujeta a regulación"*.

Sin embargo, como se verá más adelante, la no separación de la propiedad del sistema de transmisión de la principal empresa generadora, constituyó uno de los principales cuellos de botella para propender a una real competencia a nivel de la generación en el SIC.

En los planes originales del Gobierno, se contemplaba privatizar primero COLBÚN y luego ENDESA; sin embargo, la reestructuración de los pasivos de ENDESA dejó a esta empresa en mejor condición de ser privatizada que la primera; ello, y el mayor tamaño de ENDESA, llevaron a invertir el orden. COLBÚN no alcanzó a ser privatizada, y actualmente es prácticamente la única empresa estatal existente<sup>32</sup>. Debe señalarse no obstante que se están dando algunos pasos para una privatización parcial de la empresa: en 1993 se vendió el 5% de las acciones y está a punto de materializarse la venta de otro 10% adicional.

Los cambios políticos ocurridos a partir del plebiscito de 1989 establecen un paréntesis en el cual el tema de las privatizaciones, como se verá más adelante, presentó una dinámica y cambios de profundidad.

En 1989 el Estado conservaba la siguiente participación:

- ➔ Control mayoritario del sector de generación y transmisión del sistema interconectado del Norte Grande, EDELNOR, el cual anteriormente fue parte de ENDESA.
- ➔ Control mayoritario de la Empresa de Generación Colbún Machicura, integrada en el Sistema Interconectado Central, la cual nació como proyecto de ENDESA.

- ➔ Control mayoritario de la Sociedad Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN), que engloba las actividades de generación, transmisión y distribución del pequeño sistema aislado de Aysén.

#### **4. Estructura del mercado eléctrico**

El sistema eléctrico chileno está constituido por dos subsistemas principales, el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y dos sistemas aislados en la XI y XII regiones cuyas estructuras en los diferentes segmentos se presentan a continuación.

##### **a) Generación-transmisión**

El SIC se extiende desde Tal Tal en el norte, hasta la Isla de Chiloé en el sur, y contaba en 1994 con una capacidad de generación de 4.000 MW, 3.200 MW hidroeléctricos y el resto térmicos. En el SIC el 87.5% de la generación se encuentra en manos privadas, y un 12.5% proviene de COLBÚN, la principal empresa de generación en manos del Estado. Las mayores empresas generadoras son ENDESA S.A., que junto con su filial Pehuenche son dueñas del 62.5% de la capacidad instalada de generación, y CHILGENER, propietaria de cerca de un 19.3% adicional. Un conjunto de pequeñas empresas y autoprodutores tienen el 5.7% restante. El sistema de transmisión del SIC es de propiedad de ENDESA S.A. a través de su filial TRANSELEC (véase recuadro 5)

El SING abarca las regiones I y II, y cuenta con una capacidad instalada de generación de 900 MW. En el SING la generación proviene en un 89% de la capacidad instalada por autoprodutores mineros de la región (principalmente CODELCO), y en un 11% pertenece a EDELNOR, empresa privada con una participación minoritaria estatal, que además es dueña del sistema de transmisión.

Los sistemas aislados de las regiones XI y XII son abastecidos por EDELAYSEN y EDELMAG, estatal y privada respectivamente, y constituyen sistemas verticalmente integrados.

##### **b) Distribución**

A lo largo de todo el país, con excepción de la región de Aysén, la distribución de electricidad al usuario final, particularmente residencial, es efectuada por empresas privadas. En el SIC las principales empresas distribuidoras son CHILECTRA METROPOLITANA S.A., filial de ENERSIS, y CHILQUINTA. Chilmetro abastece a la Región Metropolitana, cuyo mercado representa el 40% de la demanda del SIC, y Chilquinta abastece el mercado de la V Región, con un 20% del SIC.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) operan tres empresas distribuidoras privadas, EMELARI en Arica, ELIQSA en Iquique y EMELAT en Antofagasta.

## Recuadro 5

**PROPIEDAD DE LA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN  
DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS SIC Y SING AÑO 1994**

**I. EMPRESAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).****A. ENDESA Y FILIALES (2.440 MW + 540 MW en construcción a través de sus filiales PANGUE S.A.y PEHUENCHE S.A.).**

i) ENDESA MATRIZ (1.855 MW). Privada. Es también propietaria del sistema troncal de transmisión desde la Isla de Chiloé hasta Diego de Almagro, operado por su filial TRANSELEC, y de gran parte de la subtransmisión, ya sea directamente o en sociedades con empresas distribuidoras.

ii) PEHUENCHE S.A. (585 MW + 38 MW en construcción). Privada.

2. **CHILGENER S.A.** (756 MW + 300 MW en construcción a través de su filial Guacolda S.A. en sociedad con COCAR). Privada.

3. **COLBÚN S.A.** (490 MW + 34 MW en construcción). Estatal.

4. **Otras empresas eléctricas menores (187 MW) Privadas.** (incluye Hidroeléctrica Guardia Vieja, Pullinque, Pilmaiquén).

**II. EMPRESAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).**

1. **EDELNOR S.A.** (90 MW + 125 MW en construcción). Privada con participación minoritaria estatal. Es también propietaria, en conjunto con CODELCO, del sistema de transmisión desde Arica a Antofagasta.

2. **NORGENER S.A.** (aprox. 270 MW en construcción) Privada. Filial de CHILGENER.

3. **ENDESA** (72 MW + 25 MW en construcción). Privada.

4. **CENTRAL TOCOPILLA** (aprox. 560 MW). Estatal.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, en S. Lorenzini, "Análisis de la Competitividad en la Generación Eléctrica". Documento preparado para CEPAL dentro del Proyecto Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe.LC/R. 1498. Santiago, marzo 1995.

**e) El grado de integración vertical**

Se puede comprobar que en el sector eléctrico chileno subsiste un grado importante de integración vertical. En el SIC, ENDESA es dueña de gran parte de la generación y de todo el sistema de transmisión y el holding ENERSIS, dueño de la empresa distribuidora más importante del país y del sistema, es además uno de los principales accionistas (14%) de ENDESA.

En el SING, EDELNOR posee instalaciones de generación, aunque de poca importancia dentro del total, y es dueña del sistema de transmisión.

Los sistemas aislados EDELAYSEN y EDELMAG son integrados verticalmente, aunque en estos casos se explica por el pequeño tamaño de los sistemas.

Recientemente el gobierno anunció su decisión de separar los activos de generación de los de transmisión en el SING, para proceder a la privatización de la actividad de generación manteniendo en manos estatales la operación de la transmisión, de modo de permitir un desarrollo competitivo en el segmento de generación; este proceso debería materializarse durante 1993.

### **5. El sistema tarifario**

En concordancia con la política de precios establecida para el sector energético en su conjunto, la política seguida en relación al subsector eléctrico tuvo como objetivo central reflejar los costos de producir, transmitir y distribuir de manera eficiente, la energía eléctrica.

El sistema de tarificación eléctrica diseñado por la CNE en 1980 y formalizado en 1982 por el DFL N° 1 del ministerio de Minería, 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 de tarificación utilizado 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. En términos generales, el procedimiento seguido es el siguiente:

- se determina el programa óptimo de expansión del sistema eléctrico;
- se efectúa un estudio de la operación global del sistema que minimice los costos de operación;
- se calculan los costos marginales de corto plazo de energía, correspondientes a la operación óptima del sistema.

En la determinación de precios, la ley distingue entre pequeños y grandes clientes (demandas superiores a 2 MW), lo que da origen a dos tipos de precios: libres y regulados.

#### **a) Precios libres**

Para los grandes usuarios, la ley contempla la opción de precios libres, asumiendo que éstos tienen acceso a sustitutos, por la vía de la autogeneración o el suministro directo de cualquiera de las generadoras. Estos precios se basan en:

- la existencia de varias empresas generadoras, lo que hace posible la existencia de un mercado competitivo, lo que debería verse reafirmado por un sistema de transmisión "neutro" desde el punto de vista de la venta y competencia por clientes y mercados;
- que los grandes clientes tienen, por su elevado consumo, otras opciones de suministro; y,
- que las grandes empresas poseen capacidad suficiente empresarial y de ingeniería para abordar los problemas asociados al suministro eléctrico.

La importancia de estos precios se ve reflejada en el hecho que el 35% de la energía del servicio público del SIC es vendida a precio libre, y que por ley, los precios de nudo fijados por la autoridad, no pueden diferir en más de 10% de los precios libres. En consecuencia, los precios regulados siguen a los precios libres y, por ende, si no hay competencia efectiva, el sistema funciona mal.

#### **b) Precios regulados: precios de nudo y valor agregado de la distribución**

Los precios regulados se aplican a aquellos usuarios que deben abastecerse forzosamente a través de los sistemas de distribución que son monopolios naturales, y además carecen de capacidad negociadora. Dada 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:

- precios a nivel generación-transmisión, los llamados precios de nudo; y,
- precios de distribución, calculados a través del valor agregado de distribución.

El precio a público resulta de la suma de estos dos precios.

**i) los precios de nudo:** la fijación tarifaria de potencia y energía en los nudos de alta tensión, donde compran energía las empresas de distribución, es efectuada semestralmente por la CNE mediante un criterio marginalista.

El precio de nudo de la energía corresponde a un promedio ponderado de costos marginales de operación futuros esperados, mientras que el precio de la potencia corresponde a la inversión marginal óptima necesaria para abastecer el "peak de demanda" (carga máxima) del sistema, suponiendo que el generador marginal sólo instala potencia sin generar energía -en realidad interesa sólo conocer el costo de inversión de este generador ficticio-.

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. Esta condición se consigue a través del plan de obras indicativo desarrollado semestralmente por la CNE. Dicho plan minimiza el costo futuro de inversión, operación y falla o condición de racionamiento.

Una vez que se determinan los precios de energía y potencia en el centro de carga del sistema, se procede a modularlos geográficamente mediante factores de penalización que dan cuenta de las pérdidas marginales de energía y potencia en las líneas de transmisión del sistema. Los costos medios de los sistemas de subtransmisión son incluidos en los precios de nudos de las subestaciones que se encuentran alimentadas radialmente desde los nudos de los sistemas troncales.

Los precios de nudo calculados en cada fijación semestral no pueden diferir en más de un 10% del promedio del precio de la energía transado entre las empresas de generación-transmisión y sus clientes libres.

Estos precios contiene fórmulas de indexación en función de las variaciones de los principales parámetros de los cuales dependen: costo de combustibles, desviación de la energía embalsada esperada, precio del dólar, costo de equipos, índice de sueldos y salarios e índice de precios al por mayor. Estas fórmulas de ajuste operan entre dos fijaciones cada vez que se produce una variación superior o igual a 10% en el precio de la potencia o de la energía.

**ii) tarifas de distribución:** la fijación de las tarifas de distribución, incluidas en el valor agregado de distribución, es determinada por la CNE cada cuatro años.

Se calculan 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 modelo 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-.

Los análisis de costos de las empresas modelos de cada área son desarrollados por estudios independientes contratados por la CNE y las empresas, los que son ponderados en la razón de 2/3 y 1/3, respectivamente, para obtener el valor agregado de distribución definitivo. Este valor debe determinar rentabilidades entre 6 y 14% para el promedio de las empresas de distribución reales de cada área típica.

En principio, este esquema de regulación y de fijación de tarifas debiera incentivar la búsqueda de eficiencia por parte de las empresas distribuidoras en la medida en que lo que se está reconociendo son los costos de la empresa modelo y no los de cada empresa.

**c) El sistema de peajes**

El peaje o costo fijo por el servicio 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 los generadores a prorrata de las transmisiones de potencia que realiza la central respecto al total transitado por todos los usuarios de las instalaciones.

De manera general, es de este modo como define el concepto y la forma de peaje la normativa que, a partir de febrero de 1990, modificó y amplió lo incluido originalmente sobre el particular en el DFL N° 1 de 1982.

Este pago de peaje básico, que corresponde a un costo fijo ineludible, permite llegar a cualquier punto del área de influencia y a puntos que tienen transmisiones hacia dicha área. Existe además, el peaje adicional que corresponde a un costo variable de peaje que se aplica sólo cuando se desea hacer transmisiones fuera del área de influencia. Su cálculo se realiza de manera similar al peaje básico en función de los costos de inversión de las instalaciones involucradas y a prorrata del uso que se hace 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.

## **6. Política de planificación**

En general los criterios utilizados en la planificación eléctrica, pretenden determinar aquellas alternativas de proyectos que significan minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla del sistema eléctrico. Esto implica que las soluciones óptimas obtenidas son posteriormente analizadas con criterios que busquen minimizar el riesgo asociado.

Estos criterios generales de planificación tienen la siguiente aplicación específica:

- En el caso de las empresas de distribución privadas, las decisiones de inversión son tomadas independientemente por cada una de ellas.
- En el caso de los proyectos privados de generación-transmisión, el Estado mantiene una función de coordinación, expresada en una planificación indicativa (plan de obras).
- En el caso de las empresas de propiedad pública de generación-transmisión y distribución, los proyectos de inversión deben ser aprobados por el sistema de inversiones que requiere la aprobación de la Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Planificación y Ministerio de Hacienda.



### **III. EVALUACIÓN E IMPACTO DE LAS REFORMAS: ORGANIZACIÓN DE LOS MERCADOS, GESTIÓN PÚBLICA Y DESARROLLO EMPRESARIAL**

Para realizar una caracterización de los efectos, tanto directos como indirectos, de las reformas descritas en el capítulo anterior, es necesario separar el análisis de los efectos de las reformas sobre cada uno de los subsectores, hidrocarburos y eléctrico.

La reforma en el subsector de los hidrocarburos radicó en una completa desregulación: precios libres al consumidor, libertad de importación, almacenamiento, refinación, transporte y distribución; y en el nuevo rol que fue tomando la empresa estatal ENAP en el mercado.

Un análisis profundo de los impactos de las reformas en el sector hidrocarburos escapa a los objetivos de este trabajo, por cuanto la problemática de este sector, más que estar ligada a la reforma en sí y al funcionamiento de un mercado desregulado, se relaciona con el desafío a futuro del papel de ENAP en esta industria que tiende a integrar verticalmente las funciones de producción y refinación, con un cierto porcentaje de producción propia. Como se verá en el próximo capítulo, también tiene relación con la planificación estratégica sectorial y de ENAP, en particular, como actor sustantivo en un espacio económico ampliado.

En cambio, no cabe dudas que en el caso eléctrico es donde se encuentran la mayor cantidad de impactos y problemas asociados al funcionamiento de mercados imperfectos. Por ello, se evaluarán y analizarán los impactos de las reformas sobre un conjunto de variables, entre las que se destacan:

- el marco regulatorio, en particular: el uso del sistema de transmisión y el cálculo de peajes; la eficiencia y transparencia en la fijación de tarifas de distribución; la ausencia de normas relativas a la calidad del servicio; los incentivos económicos y la diversificación de las tarifas de distribución; la composición de los CDEC;
- la eficiencia técnica de las instituciones responsables de la regulación y de la fiscalización
- el progreso técnico y la gestión empresarial

Un acápite especial merece el análisis, de lo que en el caso chileno constituyó uno de los impactos macroeconómico y financiero más importantes de las reformas del sector eléctrico: el desarrollo del mercado de capitales.

## **A. EVALUACIÓN DE LAS PRINCIPALES EFECTOS DE LAS REFORMAS SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **1. El marco regulatorio**

No cabe duda que la progresiva implantación de una política de mercado, crecientemente abierta al mundo y que tiene en el proceso exportador una de sus mayores fortalezas, influyó fuertemente en la definición y funcionamiento del marco regulatorio.

La mayoría de analistas al realizar un balance señalan que aún cuando el subsector eléctrico, haya tenido un comportamiento global positivo, el marco regulatorio, que emana esencialmente del espíritu contenido en el Decreto con Fuerza de Ley (DFL) N° 1 de 1982, muestra en sus resultados prácticos, evidentes inconsistencias entre los postulados y sus logros concretos.

Entre los principales aspectos negativos del marco regulatorio se deben mencionar :

- Que la legislación no haya establecido, previo al proceso de privatización, una segmentación del mercado eléctrico en las áreas de generación, transmisión y distribución, definiendo las limitaciones para actuar indistintamente en más de una de ellas.
- El tratamiento confuso y discriminatorio del sistema de peajes, el cual opone una severa barrera de entrada al mercado de la generación.
- Las normativas actuales del Código de Aguas que limita el acceso al uso de derechos de agua ociosos.
- La no existencia de un sistema de información transparente y sistemático, que en sus aspectos esenciales implica falta de acceso a información relativa a contratos de suministro, nómina de clientes libres, diferenciación de costos entre empresas coligadas, índices técnicos como niveles de pérdidas, etc.
- El no reconocimiento explícito dentro del sistema tarifario de señales que incentiven las oportunas inversiones en los sistemas de transmisión y subtransmisión.
- El no reconocimiento del concepto de calidad y seguridad de servicio, como su vinculación al sistema tarifario.
- La existencia de servicios monopólicos no regulados.
- La debilidad del órgano responsable para la fiscalización (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), la cual por sus métodos de trabajo, actual organización e insuficientes recursos humanos y materiales, requiere de una urgente modernización.
- La inexistencia de un cuerpo legal que regule los aspectos medio-ambientales.

## **2. La competencia en la generación**

La política económica de mercado se basa en la existencia real y activa de competencia en aquellos mercados no regulados. Dentro del subsector eléctrico en el área de la generación, en la cual se postula una amplia competencia, ésta no se ha dado ni se está dando debidamente en la actualidad. Por el contrario, la evaluación de su estructura, muestra persistentes rasgos de concentración en el SIC.

Tres parecen ser los elementos centrales que explicarían la falta de competencia en la generación: la concentración de la propiedad; el uso de los sistemas de transmisión y la fijación de peajes; y la composición de los CDEC, elementos que aparecen sumamente correlacionados y se han potenciado entre sí a lo largo de los años, como se demuestra en la letra analizada a continuación.

### **a) La concentración de la propiedad**

La participación de las diferentes empresas de generación eléctrica en el SIC permite apreciar la concentración en torno a la participación de ENDESA y Filiales y de CHILGENER, que especialmente en el caso de la primera tiene tendencias preocupantes para el futuro de este subsector (Cuadro 9)

Tohá (1995), Lorenzini (1995) y Maldonado (1995) destacan que ello obedeció entre otras causas a:

- La política de privatizaciones que dio lugar a entes empresariales altamente concentrados : ENDESA, CHILGENER, CHILECTRA.
- El haber incluido los derechos de agua que había constituido ENDESA estatal a lo largo de su historia, como un activo más privatizado, lo cual ha marcado en forma severa la posibilidad de desarrollar nuevos proyectos por parte de operadores ajenos al sistema<sup>33</sup>.
- La existencia de un sistema de transmisión que es propiedad de la principal empresa generadora, constituye una barrera de entrada muy evidente para nuevos operadores. A lo anterior hay que sumar la existencia de un sistema de peajes que en el fondo define y aplica la empresa propietaria del sistema, a través del mecanismo de pago por su utilización, mecanismo que para algunos actores podría considerarse discriminatorio y que atenta contra un escenario netamente comercial<sup>34</sup>.
- La existencia de un Centro de Despacho Económico de Carga, en el cual sólo participan los grandes operadores, que carece de personería jurídica y patrimonio propio, y cuyo centro de despacho funciona en la principal empresa generadora.

**Cuadro 9**  
**PARTICIPACIÓN DE CADA EMPRESA EN LA**  
**POTENCIA INSTALADA DEL SIC (%)**

Año	Chilgener	Endesa y filiales	Colbúa	Guacolda	Otras	Total
1980	27.6	65.2	0.0	0.0	7.2	100.0
1984	23.7	70.2	0.0	0.0	6.1	100.0
1985	19.7	58.4	16.7	0.0	5.1	100.0
1990	18.7	61.2	15.4	0.0	4.7	100.0
1992	19.8	63.5	12.8	0.0	3.9	100.0
1993	19.5	62.9	12.6	0.0	5.1	100.0
1994	19.3	62.5	12.5	0.0	5.7	100.0
1995	18.5	59.2	12.8	3.7	5.7	100.0

**Fuente :** Comisión Nacional de Energía.

**b) El uso de los sistemas de transmisión y la fijación o "cálculo" de los peajes**

Uno de los problemas más evidentes resultantes de la reestructuración del sector, fue sin duda alguna, la no separación del sector generación-transmisión. Por un lado, ENDESA, la más importante empresa generadora del país quedó propietaria de los sistemas de transmisión, y por el otro, el marco regulatorio diseñado, impreciso en la definición de algunos de los factores que definen el costo de transmisión, impidió el disponer de precios definidos, informados y universales para los usuarios del sistema.

Ambos aspectos son decisivos a la hora de evaluar la existencia o no de condiciones de competencia entre generadores, particularmente si se considera el hecho que los costos de transmisión constituyen uno de los items más importantes para algunas generadoras, después de la depreciación.

Fruto de la imprecisión y ambigüedad con que, según la norma, debiera hacerse el cálculo de los peajes, en la práctica, ha primado en la fijación de éstos, los procesos de negociación en que la propietaria del sistema está en mejor posición para imponer sus condiciones. El proceso de negociación se podría traducir, en muchos casos, en la imposibilidad de abastecer a un cliente libre, en la medida que el generador no dispone en forma oportuna de los costos de transmisión. Si ello no es deseable en términos de la necesaria competencia en la generación, lo es menos aún para potenciales cogeneradores.

Un buen ejemplo del efecto negativo de la forma de cálculo de peajes sobre la competencia en el subsector eléctrico es aquel que se refiere al suministro electricidad a consumidores regulados situados lejos de los centros generadores o de los sistemas troncales de transmisión. En efecto, este tipo de clientes tiende a ser postergados por los generadores cuando vencen sus contratos debido a que los costos derivados del uso de sistemas de transmisión no pueden ser recuperados vía tarifas.<sup>35</sup>

Aunque no se dispone de información directa, el estudio presentado por algunos de los consultores<sup>36</sup> y otros, indicarían que el surgimiento de conflictos a propósito de los peajes, que opuso a ENDESA y COLBÚN al poco tiempo de comenzar a funcionar el sistema reformado, ilustra lo anteriormente señalado y arroja dudas<sup>37</sup> respecto de las posibilidades de real competencia en la generación, de no adoptarse los cambios correctivos adecuados.

Las modificaciones que ha sufrido la reglamentación relativa al uso y fijación de precios al sistema de transmisión, a lo largo de los años, ejemplifican los conflictos que se han suscitado. En efecto, en la ley original, el uso de los sistemas de transmisión por parte de terceros, era ambiguo y, además, no definía procedimientos ni metodologías de cálculo; en los hechos lo que se hacía era exigir al usuario una indemnización al propietario de las instalaciones, a prorrata de la capacidad de las obras que efectivamente utilizaba y un pago proporcional para cubrir los gastos de mantenimiento de las instalaciones que se usaran en común.

Tal cual se señaló previamente, entre 1982 y 1989 esta disposición sólo se pudo aplicar a partir de interpretaciones entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. En febrero de 1990 la ley fue modificada. Se mantuvo el concepto básico de cálculo de una renta sobre la inversión, con una tasa de costos de capital de 10%. La nueva normativa, si bien permitió establecer contratos comerciales directos entre generadores y clientes libres, mantuvo algunas ambigüedades y omisiones en algunos conceptos de difícil interpretación, relevantes no sólo para el cálculo del peaje sino para un desarrollo acorde a las necesidades del sistema: definición de un mecanismo explícito para dimensionar de manera óptima las capacidades y las instalaciones de transmisión; el tipo de incentivos que estimule la inversión en instalaciones de transmisión, distorsionados hoy por el sistema de peajes en vigor, dando lugar a la sobreutilización o sobresaturación; calidad de servicio mínimo, etc.

De acuerdo a ciertas estimaciones, una parte muy importante de las inversiones del sector eléctrico -cerca de un 20%- se encuentran en el sistema de transmisión, de allí la importancia y necesidad de regular eficazmente.

A la luz de la experiencia internacional, y en función de lo ocurrido a nivel nacional ante la existencia de sesgos en la definición del peaje, cuando los dueños de las redes son a su vez parte interesada en el abastecimiento de los clientes, quizá resultaría más eficiente para el sistema en su conjunto opciones que resguarden o estimulen más adecuadamente la competencia.

Pareciera ser, que no basta con establecer figuras empresariales distintas, como es el caso de TRANSELEC, para que existan condiciones que estimulen la competencia en la generación y en el sistema. Similares figuras se estarían estableciendo en algunas regiones del país en áreas de concesión.

Las opciones que tienden a hacer de la transmisión un sistema que no impida la competencia y que en cierta forma, constituya un elemento "neutro" del mercado eléctrico, son relativamente amplias, no obstante, todas éstas debieran consultar y resolver dos aspectos cruciales: la fijación o cálculo de peajes independiente del propietario del sistema, (en Estados Unidos, por ejemplo, dichos peajes los fija la Comisión Reguladora de Energía Federal),<sup>38</sup> y la participación en la gestión del sistema no sólo de los generadores, sino también de los distribuidores y usuarios, a fin de prevenir los problemas señalados.

### c) La composición de los CDEC

La composición del CDEC del Sistema Interconectado central, está limitada a aquellas empresas que disponen de una capacidad instalada superior al 2% de la que tenía el sistema a la fecha de la creación del CDEC, alrededor de 62 MW, lo que restringe su composición a las 4 grandes empresas generadoras del SIC.

Como fuera mencionado anteriormente, su objetivo central es el de asegurar la operación óptima del sistema de generación, vía la minimización de los costos de operación del mismo. Quizá el principio de funcionamiento del CDEC, haya sido el de otorgar el máximo de libertad posible para que los generadores compitan entre sí. Sin embargo, algunos analistas<sup>39</sup> señalan que en la realidad, su rol supera los objetivos originales para los cuales fue creado, asumiendo labores propias a la de un ente regulador controlado por productores, en la medida en que planifica y define la operación diaria de cada una de las centrales, para todas las centrales del SIC; establece el costo marginal instantáneo de la energía, el que rige para las transacciones de energía al interior del CDEC.

Es posible plantearse algunas reservas y dudas respecto de la transparencia bajo la cual funciona el sistema en la medida que deja abierta la posibilidad de ciertas arbitrariedades (manejo de embalses; posibilidad de establecer pactos de no agresión entre generadores, etc.) por parte de un organismo como el CDEC, favorecido por un marco regulatorio que pareciera estar diseñado para productores<sup>40</sup>.

El funcionamiento de este organismo, no obstante, no ha estado exento de conflictos. En 8 años de operaciones se han planteado algunas divergencias a la autoridad.<sup>41</sup> El último de ellos con motivo del término de antiguos contratos entre una empresa generadora y cuatro empresas distribuidoras. Debido a su carácter de distribuidor el cliente no había sido desconectado de la red, demandó un consumo efectivo que alteró el balance del despacho CDEC-SIC pues ningún generador aceptó reconocer como propio el consumo y su respectivo pago.

### 3. La ausencia de normas relativas a la calidad del servicio

La calidad del servicio, es abordada de manera muy superficial en la legislación vigente. Ella constituye uno de los puntos centrales de la modificación al reglamento<sup>42</sup>. A la hora actual no existe reglamentación alguna que defina plazos para empalmes, para la instalación de medidores, duración

de fallas, fallas de energía y/o de potencia, etc. Por lo demás, las empresas distribuidoras, derivado de su condición de monopolio natural y beneficiada por economías de escala, están en mejores condiciones que las empresas contratistas independientes para efectuar dichos trabajos.

En la fijación de tarifas reguladas, se supone una "calidad normal" (en la empresa modelo) no sólo del servicio sino también comercial (servicios a clientes). En la realidad, no existe una norma que defina dicha "calidad normal" de una empresa modelo, la que en estricto rigor, tampoco ha sido definida. La ausencia de una norma que regule la calidad del servicio, podría traducirse, en primer lugar, en un deterioro de la misma para asimilarse a la "empresa modelo" y/o mejorar la rentabilidad y, en segundo lugar, el sistema no estimule a las empresas que destinan gastos para mejorar la atención a los clientes en la medida en que éstos no son considerados en los "costos estándares".

Sería importante que la CNE realizara proyecciones de carácter indicativo para el desarrollo de sistemas de transmisión, por lo que el Plan de Obras para la generación contemplara su adecuación a los problemas de transporte. Esto influiría en la calidad del servicio y en la confiabilidad del sistema en el largo plazo.

#### **4. La eficiencia y transparencia en la fijación de las tarifas de distribución**

Las tarifas o precios de distribución, basados en el "valor agregado de distribución", son calculados para empresas modelo, es decir óptimamente dimensionadas y con gestión eficiente, operando en áreas típicas según la densidad de las zonas de distribución. Actualmente se consideran tres áreas típicas: alta, media y baja densidad de distribución y en ellas se clasifican todas las empresas concesionarias existentes en el país.

Se supone que este esquema de tarificación incentivo la eficiencia por parte de las empresas distribuidoras, en la medida en que no se reconocen los costos propios de cada una de ellas, sino aquellos de la empresa modelo. En la medida en que los valores agregados se calculan cada cuatro años, las empresas eficientes podrán en el intertanto internalizar los beneficios que derivan de aquella gestión más eficiente.

En la realidad, pareciera ser que el sistema de cálculo es algo más complejo y no desprovisto de distorsiones en lo que a la búsqueda de eficiencia se refiere. En primer lugar, debiera ser el regulador quien define los criterios a utilizar en la depuración de los costos, ya que es éste quien establece las bases de los estudios tarifarios; en los hechos, tanto las empresas como la CNE encargan estudios independientes -sobre bases similares- cuyas diferencias se promedian (un tercio de ponderación para los resultados de las empresas y dos tercios los de la CNE). Luego se ajusta el nivel tarifario de tal manera que, independientemente del nivel de costos "eficientes", la rentabilidad global de las empresas esté en el rango establecido por la ley. Los problemas prácticos de tal procedimiento<sup>43</sup> son importantes:

- i) la metodología no establece explícitamente los principios que la rigen ni define en forma precisa los conceptos relativos a los costos considerados; es decir, si bien se considerarían los costos

fijos de administración, facturación y atención al usuario, las pérdidas medias de distribución, y los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada, no se indica si se utilizarán costos medios o marginales; no se define la empresa modelo, ni se definen criterios para seleccionar las áreas típicas, etc.

- ii) la práctica de promediar diferentes resultados, estimula a las empresas, y al regulador, a manejar los resultados para negociar desde una mejor posición;
- iii) en la medida en que el año considerado para la estimación de costos es el año previo a la fijación de tarifas, las empresas podrían tender a aumentar artificialmente sus costos en dicho año, y de este modo aumentar el margen susceptible de internalizar más tarde.

A modo de ilustración se indica lo que ha resultado para las fijaciones de 1988 y 1992 en el cuadro 10<sup>44</sup>.

**Cuadro 10**  
**AREA N° 1: ALTA DENSIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

	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 DISTRIBUCIÓN**

	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 DISTRIBUCIÓN**

	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

Fuente: Patricio Leighton, (1995), Op. Cit.

Un recuento de los principales conflictos permite señalar que sin lugar a dudas las dificultades surgidas en el proceso de fijación de las tarifas de distribución en el año 1992, fue el más grave, complejo y que tuvo mayores repercusiones nacionales e internacionales. Las proyecciones que el conflicto pudo tener, de no haber primado definitivamente la ponderación y sentido de responsabilidad, tanto de parte de la autoridad, como de la mayoría de las empresas, las consecuencias del conflicto pudieron ser graves.

En lo fundamental el conflicto se genera a partir de serias omisiones y contradicciones que la Ley contiene en este capítulo. Pero sin duda, la principal causa es la distinta interpretación que la autoridad y las empresas tuvieron respecto al concepto de empresa modelo y los crecientes niveles de eficiencia que se pretende lograr entre cada fijación tarifaria. En lo esencial el concepto de empresa modelo que las empresas tienden a simplificar en torno a los parámetros de la empresa más eficiente existe en un área típica, y que para la autoridad representa un modelo teórico alcanzable dentro de la realidad chilena, genera múltiples derivaciones posteriores.

Igualmente es un aspecto muy negativo, la precariedad de la información de que la autoridad dispone, el difícil acceso a ella y su carácter no sistemático.

Es necesario hacer una mención especial a la conflictividad potencial que existe ante el hecho de que empresas con precios regulados coticen sus valores en bolsas externas, lo cual constituye un elemento de presión permanente frente a la autoridad que debe determinar los precios <sup>45</sup>.

## **B. LOS ORGANISMOS ESTATALES DE FISCALIZACIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO <sup>46</sup>**

### **1. Período 1974 - 1980**

En el período 1974 - 1978, la política de control del Estado expresada en el único organismo público dedicado al sector eléctrico, la Superintendencia de Servicios Eléctricos y Gas, fue de una escasa o nula participación en el sector, con excepción de la Comisión de Tarifas, que estaba dirigida desde otros niveles y con propósitos políticos, y fue eliminada definitivamente en 1978.

El objetivo de máxima reducción del gasto público se manifestó en la Superintendencia por la disminución del costo de salarios, que representaba del orden del 70 % del presupuesto, y una menor dotación de personal. Se produjo también una disminución progresiva y extrema de los otros gastos, llegando a cero en las inversiones y en la capacitación del personal, lo cual tuvo un profundo y grave efecto en el progreso técnico del organismo.

A partir de 1978, la política de control del Estado se manifestó por la actividad de la recién creada Comisión Nacional de Energía. En su primera etapa de existencia, de 1978 a 1980, la Comisión se dedicó a la definición del nuevo marco regulatorio. Cabe destacar que desde un comienzo la Comisión funcionó en forma autónoma e independiente de la Superintendencia de Servicios Eléctricos y Gas, por lo cual este organismo no tuvo participación alguna en la formulación del nuevo marco regulatorio.

En consecuencia, desde su creación, la Comisión Nacional de Energía pasó a ser el organismo a través del cual se manifestaba la política de control del Estado, dejando a la Superintendencia relegada a un rol exclusivamente de fiscalizador de aspectos de seguridad de instalaciones y artefactos<sup>47</sup>.

Es destacable el hecho que se haya creado un nuevo organismo de Estado, la CNE, existiendo una Superintendencia de Servicios Eléctricos y Gas con funciones reguladoras y de control, la cual salvo la eliminación de la Comisión de Tarifas, no sufrió modificación alguna por este hecho.

A partir de 1978, el Estado dispuso de dos organismos para la regulación y control del sector eléctrico y también de combustibles, los cuales tienen una estructura, recursos humanos y económicos, totalmente disímiles, sin coordinación entre ellos y sin trabajo en conjunto.

Una posible y natural explicación es que la capacidad de los recursos humanos de la Superintendencia no ofrecía confianza para enfrentar las tareas que postulaba el gobierno, especialmente la reformulación del marco regulatorio. Sin embargo, dicha explicación no es consistente con el hecho que no se haya adoptado alguna medida para modificar tal situación.

## **2. Período 1981 - 1989**

Si al año de 1973 existía una notoria diferencia en el nivel de progreso técnico entre las empresas y el organismo de fiscalización del Estado, en el período 1981-89 tal diferencia se acentuó. Al no disponer de recursos económicos y mantener los criterios de administración de la década anterior, aplicó la política de hacer lo que se alcanzaba con los pocos recursos que disponía.

Es así que no hubo mayores transformaciones de criterios, metodologías y procedimientos de trabajo. En aquellas nuevas funciones impuestas por la ley, en general se delegó a niveles inferiores la adopción de los procedimientos requeridos para cumplir con ellas.

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía continuó con la política de mejorar el marco regulatorio y en ese organismo se generaron todos los reglamentos complementarios de la nueva ley. Es destacable que, salvo la ejecución de algunas tareas puntuales, la Comisión no tuvo una política de apoyo a la Superintendencia, como tampoco ésta lo buscó, razón por la cual se acentuó la diferencia de acción y resultados entre ambos organismos.

## **3. Período 1990 - 1994**

En el caso de la fiscalización, la política de la Superintendencia en el período 1990-94, se concentró en los problemas de orden interno, que de acuerdo a la historia previa del organismo eran de gran importancia. Tal política abordó la renovación y adquisición de elementos de trabajo, la capacitación del personal y el mejoramiento de los salarios. También se intentó introducir procedimientos de

control de gestión y de mejoramiento de las metodologías y procedimientos de trabajo, a partir de una mayor y mejor interpretación de las leyes y reglamentos, especialmente en cuanto al sistema tarifario y con apoyo de equipamiento computacional.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía desarrolló una política de asegurar a las empresas privatizadas el marco adecuado para el desarrollo de las inversiones programadas y enfrentando las tareas establecidas en la ley, principalmente de estudios tarifarios, con criterios eminentemente técnicos.

## **C. LA EFICIENCIA TÉCNICA DE LOS ORGANISMOS DE FISCALIZACIÓN Y REGULACIÓN**

### **1. Período 1981 - 1989**

La Superintendencia de Servicios Eléctricos y de Gas, durante todo el período sufrió un progresivo deterioro, con ausencia total de recursos aplicados en inversión y capacitación del personal, lo que sumado a la disminución de personal, particularmente el de mejor nivel profesional, significó una notoria disminución de su eficiencia técnica. Ello además se tradujo en una acelerada pérdida de imagen y respetabilidad, elementos fundamentales para el buen desempeño de un organismo público fiscalizador.

En 1978, la creación de la Comisión Nacional de Energía con políticas distintas a las de la Superintendencia, modificó las características de los recursos aplicados y la eficiencia técnica institucional. En el período 1978-1980, la Comisión contó con mayores recursos económicos y dispuso de un mejor nivel de remuneraciones permitiéndole incorporar profesionales de trayectoria y reconocido prestigio, ofreciendo así una perspectiva de mayor eficiencia técnica.

Un ejemplo lo representa el uso de equipamiento computacional, puesto que la Comisión desde su inicio en 1978 contó primero con acceso a ellos y muy pronto con equipamiento propio. Por el contrario, la Superintendencia sólo a fines de 1988 decidió adquirir los dos primeros, que eran del tipo computadores personales y sin ningún tipo de software.

Entre 1981 y 1989, la Superintendencia sufrió una disminución de su eficiencia técnica por la falta de elementos adecuados, la ausencia de capacitación y la obligación de cumplir funciones que no había desarrollado con anterioridad y para las cuales no fue preparada ni externa ni internamente. Todo ello produjo una disminución en los tiempos de respuesta y en la calidad de los resultados, lo cual la hizo perder aún más la imagen frente a las empresas controladas.<sup>48</sup>

Por el contrario, en el otro organismo de Estado, la Comisión Nacional de Energía, la cantidad de recursos económicos y la calidad de recursos humanos con que contaba, le permitió desarrollar los criterios y metodologías necesarios para el cumplimiento de sus funciones, tanto con el trabajo interno como con el apoyo otorgado por asesorías externas. Además, cada vez que fue necesario logró una oportuna adquisición de los elementos de trabajo. Todo ello le permitió mejorar su eficiencia a lo largo del período.

A fines de 1980, el organismo que históricamente representaba al Estado en sus funciones de regulación y control del sector eléctrico, tanto por sus atribuciones como por ser el único, era la Superintendencia. A fines de 1989, se reconocía a la Comisión Nacional de Energía como el organismo que en representación del Estado, dirigía la definición y aplicación del marco regulatorio y, por otra parte, el control por medio de la Superintendencia, se había desperfilado totalmente.

## **2. Período 1990 - 1994**

Si bien la Superintendencia dispuso de mejores elementos de trabajo, particularmente de equipos de computación, como de mayor presupuesto e incluso una mejora de los salarios, no logró un avance destacado y sistemático en la incorporación de tecnología y en su eficiencia. Aún cuando realizó capacitación a la mayor parte del personal, a 1994 no habían alcanzado un nivel de criterios, metodologías y procedimientos que le permita una eficiencia comparable con el de las empresas que controla.

En la Comisión Nacional de Energía, el reemplazo de prácticamente todo el personal destinado al sector eléctrico y, posteriormente el cambio de parte de los contratados a partir de 1990, sumado al cada vez mayor tiempo dedicado a la atención, análisis y solución de conflictos en el sector, no le permitió un trabajo permanente y productivo en el mejoramiento del marco regulatorio. Por lo tanto, no hubo resultados concretos que evidencien una mayor eficiencia en este campo.

## **D. LA GESTIÓN EMPRESARIAL**

### **1. Período 1974 - 1980**

En este período las empresas centraron sus políticas en reducir costos para lograr el autofinanciamiento, objetivo que fue facilitado por las reducciones de personal, junto con una drástica disminución del valor real de los salarios y la limitada necesidad de inversión. En este período se comienza a manifestar, quizás por primera vez, una política comercial que en una primera fase se orientó a la cobranza.

La diferencia de evolución de las principales empresas, ENDESA y CHILECTRA, también tuvo efecto en las políticas que ellas aplicaron más allá del autofinanciamiento.

ENDESA, manteniendo su tradición de asumir la responsabilidad de electrificar el país y ante la ausencia de obras de importancia, orientó sus esfuerzos en desarrollar los estudios de nuevas obras para el mediano y largo plazo y, junto con ello, mejorar y perfeccionar su gestión técnica. Ello tuvo un importante y notorio efecto en el progreso técnico de la empresa.

En cambio, CHILECTRA, sin haber alcanzado una organización estable y permanente, en el período 1974-1980 vivió frecuentes cambios de políticas, que afectaron su progreso técnico. A pesar de ello, ocurrieron sucesos destacables que incidieron en el progreso técnico, como el proyecto y construcción de la segunda unidad de la Central Termoeléctrica Ventanas, en 1975 y 1976, y la venta de ingeniería a Paraguay, de 1975 a 1980.

## 2. Período 1981 - 1989

Las políticas de las empresas en el período 1981-1989, a la luz de los resultados, es evidente que se definían y adoptaban en niveles gubernamentales, es decir, fuera del ámbito de la empresa.

En el ámbito técnico, luego de un crecimiento importante de la demanda registrado entre 1979 y 1981, se produjo una fuerte recesión económica que afectó el consumo eléctrico y, por lo tanto, el ingreso de las empresas. Como a esas alturas del proceso, prácticamente todas las empresas se habían adaptado y alcanzado el autofinanciamiento, fueron más rigurosas en ejecutar inversiones.

En consecuencia, se estableció una política de evaluación de proyectos para definir y aprobar las inversiones a realizar, para lo cual se implementaron políticas de formación más orientadas hacia aspectos económicos que técnicos.

Si bien lo más importante en la capacitación profesional, la calidad y contenido de la formación, es destacable el hecho que inmediatamente después del término de la privatización y el inicio de la administración 100% privada, en las dos empresas eléctricas de mayor tamaño se produjo una disminución de la capacitación. En CHILECTRA ello se produjo en 1988 y en ENDESA, en 1990 y 1991

Por otra parte, se aplicó una política de mayor énfasis en los aspectos financieros, comerciales y contables, lo cual significó la incorporación gradual y cada vez más importante de profesionales de esas especialidades.

**Cuadro 11**  
**HORAS HOMBRE DE CAPACITACIÓN**

Año	ENDESA	CHILECTRA
1986	—	75.805
1987	133.205	78.696
1988	152.061	66.847
1989	164.434	88.858
1990	114.896	100.599
1991	69.587	142.008

**Fuente:** Inostroza, Gabriel "Control de Estado y Gestión Empresarial en el Sector Eléctrico", Cepal LC/R 1497, Santiago.

En el ámbito técnico, por el contrario, se inició y desarrolló durante el período, una política de contratar servicios externos primero para la construcción de obras y luego, para la ejecución de ingeniería de proyectos y trabajos de reparaciones y mantención. Ello tuvo el efecto en las empresas, de requerir una menor cantidad de profesionales especializados en aspectos técnicos, dado la reestructuración y cambio de orientación gerencial, que derivó en la solicitud de asesoría a una consultoría externa <sup>49</sup>.

Finalmente, la obligación del autofinanciamiento con la consiguiente necesidad de obtener, procesar y administrar información, llevó a las empresas a la adopción de una política de mejoramiento del equipamiento computacional y de elementos de trabajo.

El resultado del proceso descrito, sumado a la transformación de la organización y, posteriormente, de la propiedad de las empresas, fue una profunda evolución de los trabajadores en general y de los profesionales en particular. Los criterios y metodologías utilizados para la toma de decisión, como los procedimientos de trabajo, adoptaron características muy diferentes respecto a los en uso en la década anterior.

### **3. Período 1990 - 1994**

Las empresas modificaron sustancialmente sus políticas una vez que fueron privatizadas. La gestión orientada fundamentalmente al negocio eléctrico, las inversiones y la explotación de los sistemas eléctricos y la comercialización de la potencia y energía, fue evolucionando cada vez más intensamente al análisis, evaluación, inversión y operación de otros negocios.

Tal cambio de políticas se tradujo en transformaciones de la organización, la aparición y desarrollo de nuevas áreas y la disminución o desaparición de otras. Las finanzas, la comercialización, la contabilidad, la planificación estratégica y la administración general, aumentaron aún más de importancia, dejándose para la subcontratación los temas relativos a la planificación técnica, la ingeniería de proyectos, la construcción de obras y la explotación de las instalaciones eléctricas.

En el ámbito técnico, las empresas adoptaron una política de mayor rigurosidad y exigencia de resultados económicos en la evaluación de inversiones en los sistemas eléctricos, especialmente en la distribución.

El énfasis económico en todos los aspectos ha tenido algunos efectos en la operación, por cuanto se la ha asignado gran importancia a la supervisión del comportamiento de los sistemas eléctricos, realizando inversiones en equipamiento de alta tecnología para la medición, el monitoreo y el control de las instalaciones.

La menor importancia asignada a la gestión técnica explica la política de derivar a terceros, mediante la contratación de servicios cada vez en mayor cantidad, la ingeniería, la construcción y la mantención de los sistemas eléctricos.

Muy distinta es la política en las áreas comercial y de finanzas, a las cuales se les asigna mayor importancia, pues los retiros de personal son escasos y, además, han ido aumentando las contrataciones. El uso de servicios externos en esta áreas es escasa y sólo para tareas menores, como es el caso de la gestión comercial, en la cual se limita principalmente a la lectura de medidores y el reparto de las boletas.

El proceso descrito, que ha sido dinámico y muy rápido a partir de la privatización, ha producido importantes efectos en la rotación de personal, por la salida de numerosas personas principalmente de las áreas técnicas y el ingreso de un grupo no menos numeroso, de especialidad profesional y experiencias ajenas al negocio eléctrico.

## **F. EL PROGRESO TÉCNICO EN LAS EMPRESAS**

### **1. Período 1981 - 1989**

En el período 1981-1989, de profundos cambios en las empresas eléctricas, la eficiencia técnica de las empresas tuvo mejoras evidentes en algunos aspectos, pero junto con ello, también hubo retrasos en otros.

El aspecto económico pasó a ocupar el rol principal, bajo el cual se sometieron todos los otros, la gestión comercial, las inversiones y la explotación de las instalaciones. Ello significó que la identificación, localización y control de los costos se mejoraron notoriamente, como también la evaluación y selección de las inversiones, las cobranzas y toda la gestión comercial. El procesamiento y administración de información se transformó en un elemento fundamental de la gestión. El nivel alcanzado en el período demuestra que hubo un extraordinario aumento de la eficiencia en este ámbito.

La importancia de determinar los costos, tuvo el efecto de aumentar los recursos económicos aplicados en tecnología con ese fin, mejorando los procedimientos y la evaluación de resultados.

La determinación de las necesidades de inversión, su evaluación técnico - económica y la toma de decisión, fueron establecidas en función de la situación financiera y los resultados económicos esperados. Ello produjo importantes efectos en los criterios y metodologías de ingeniería, construcción de obras y explotación de las instalaciones, particularmente en CHILECTRA que no tenía con anterioridad un desarrollo adecuado. Adquirieron relevancia los estudios de dimensionamiento y de utilización de equipamiento de menor costo de inversión, aplicación de sobrecargas en algunos equipos, determinación de las pérdidas en el sistema eléctrico y mayor control de la operación.

Pero, por otra parte, los criterios económicos también tuvieron efecto en la calidad de los servicios eléctricos, aspecto al cual se le otorgó un énfasis menor, con lo cual la eficiencia en este aspecto no tuvo el mejoramiento de los anteriores.

Las inversiones en renovación de instalaciones, como también en el mantenimiento, paulatinamente fueron disminuyendo. Es así que anteriormente se efectuaba la renovación de equipos en el sistema eléctrico al término de la vida útil asignada, por ejemplo cuarenta años en los transformadores. Se adoptaron criterios de mantener en servicio las instalaciones más allá de la vida útil, de modo que cada vez más había equipos con 50 o más años de antigüedad, en servicio<sup>50</sup>.

Con los nuevos criterios de operación y mantenimiento, la tasa de fallas tendió a aumentar progresivamente, aún cuando en los primeros años ello no sea tan notorio. En CHILECTRA, el año 1986 se decidió y efectuó la compra de un transformador móvil, con el propósito de utilizarlo para reemplazar unidades falladas, que eran de una o dos por año a comienzos de los ochenta y que a fines de la misma década eran cuatro o cinco.

En la primera parte de este período, de 1981 a 1984, la recesión económica que afectó al país incidió en la magnitud de las inversiones en las empresas eléctricas, que no estuvieron enfrentadas a crecimientos importantes de la demanda.

CHILECTRA fue afectada por un altísimo nivel de pérdidas por hurto de energía, por lo cual otorgó primera prioridad al trabajo en su disminución, aplicando importantes recursos económicos y humanos con el propósito de disminuirlas.

La labor interna de CHILECTRA en el intento de disminuir el hurto de energía eléctrica, tuvo sus mejores resultados en el diseño de nuevos sistemas de distribución que no tienen precedentes en otras empresas, mediante los cuales se logró disminuir progresivamente las pérdidas a partir de 1987, si bien ello coincidió con una etapa de fuerte recuperación económica (véase cuadro 12).

**Cuadro 12**  
**PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CHILECTRA**

AÑO	PORCENTAJE DE LAS COMPRAS
1982	16,5
1983	22,4
1984	19,1
1985	20,7
1986	20,9
1987	19,8
1988	18,8
1989	16,1
1990	13,6
1991	13,3

**Fuente:** Inostroza, Gabriel "Control de Estado y Gestión Empresarial en el Sector Eléctrico", Cepal LC/R 1497, Santiago.

A partir de 1987, junto con los efectos de la recuperación económica del país, la demanda de potencia comenzó a crecer en forma sostenida y con una alta tasa, lo cual obligó a programar y definir las inversiones necesarias. ENDESA disponía de los criterios y metodologías, las cuales fueron perfeccionadas, pero en el caso de CHILECTRA y también en CHILGENER y CHILQUINTA, por medio de las áreas de trabajo creadas con tal fin en el momento de la separación (1981), diseñaron y mejoraron progresivamente la planificación de sus inversiones en el sistema eléctrico.

En esta segunda etapa del período se incorporó y asignó gran importancia a la incidencia de las tarifas eléctricas en la gestión de las empresas, a un punto tal que se desarrollaron criterios y metodologías inexistentes con anterioridad, para relacionar el sistema eléctrico y sus componentes con los procedimientos de cálculo de los precios.

## **2. Período 1990 - 1994**

Si en el período 1981 - 1989 se produjeron profundos cambios en las empresas eléctricas como consecuencia de su preparación para la privatización, en el período 1990-94 los cambios ocurridos, que también fueron profundos, se debieron al cambio de prioridades que introdujo la nueva administración, ahora privada en lugar de estatal.

Las mejoras en el progreso técnico de las empresas ya no fueron tan evidentes en los aspectos asociados al sistema eléctrico, salvo la disminución de los costos de inversión, aún cuando en algunos casos ello se logró con una menor durabilidad de las instalaciones o la utilización de equipamiento de menor calidad.

El aspecto económico que ya ocupaba el rol principal, se enfocó en este período a la obtención de mayores utilidades, para lo cual se separó aquellas actividades no directamente asociadas al negocio eléctrico, mediante la creación de nuevas empresas a las cuales se les transfirieron los activos y el personal necesario para su funcionamiento y que, además de prestarle servicios a la empresa eléctrica, iniciaron otras actividades. De este modo el negocio eléctrico pasó a ser una más de varias áreas de negocios en las empresas eléctricas privatizadas, principalmente en las de mayor tamaño.

Un efecto importante es que, a pesar de la reducción de tamaño tanto en activos como en personal, al ser transferidos a otras empresas, en las empresas eléctricas hubo un importante aumento de gastos por subcontraciones y pago de servicios a terceros, tendencia generalizada de la nueva gestión empresarial.

La legislación no define con claridad los conceptos, los valores límites admisibles y, por lo tanto, las penalizaciones que pueden ser aplicadas en relación con la calidad de los servicios eléctricos. No habiendo las señales económicas que incentiven a las empresas a invertir en su mejoramiento, los proyectos con ese objetivo habitualmente son descartados.

### **3. La articulación de las empresas frente a los procesos de negociación**

La experiencia de los últimos años revela que a nivel del sector privado existe una articulación parcial. La entidad en la que se agrupan las Empresas Eléctricas, que es el único subsector relevante para los efectos de este punto, es la Asociación de Empresas de Servicio Público, la cual además de las Empresas Eléctricas integra a las del área de telecomunicaciones.

Esta entidad ha jugado un papel interesante, como interlocutor válido para analizar junto a la autoridad materias de tipo técnico, los que efectivamente han representado avances positivos en varios aspectos. Entre ellos se puede mencionar la evaluación que se efectuó, por mandato de la Asociación y de la Comisión Nacional de Energía, sobre el último proceso de fijación de tarifas de distribución, en el año 1992.

En lo que se refiere a la defensa general de los intereses empresariales, se puede decir que objetivamente no ha habido un frente homogéneo en este aspecto, lo cual se origina en dos motivos principales.

El primero de ellos se debe al hecho de que los distintos conflictos que se manifestaron, afectaban de forma contradictoria a las diferentes empresas y que por lo general cada una asumía unilateralmente una posición de defensa de sus intereses particulares. La excepción estuvo dada por la posición de todas las empresas privadas en cuanto a oponerse a posibles modificaciones a la Ley Eléctrica, y han aceptado modificaciones parciales al "Nuevo Reglamento" que está impulsando la CNE y que aún no ha podido ser aprobado.

La otra razón que explica la actitud diferenciada de las empresas se debe al hecho de existir dos visiones estratégicas del sector. Hay un grupo de empresas que percibe el negocio eléctrico como una actividad de largo plazo, de rentabilidades razonables pero muy seguras, y que en ese contexto son lógicas ciertas oscilaciones de sus resultados, pero que lo fundamental es la estabilidad y los resultados globales en períodos más prolongados.

Otro grupo de empresas eléctricas, con menor disponibilidad financiera y capacidad empresarial podrían presentar una mayor preocupación por el corto plazo, y derivado de ello tener una actitud rígida respecto a determinadas concesiones puntuales, que en el fondo tienden a darle mayor estabilidad al negocio al permitir resolver problemas puntuales, que en la actualidad atentan contra un mejor comportamiento del subsector.

Finalmente, aunque aún sin personería jurídica, es importante destacar la creación de la Asociación de Consumidores no Regulados de Energía Eléctrica (ACENOR), cuyo propósito es establecer en un cuerpo orgánico el organismo que centralice y defienda los intereses de los clientes libres.

## G. LAS REFORMAS Y EL MERCADO DE CAPITALES <sup>51</sup>

La reestructuración de las empresas públicas del sector, la nueva legislación eléctrica que involucró la desregulación de la industria, la posterior privatización y la reciente incursión de las empresas en el ámbito internacional, son elementos que han modificado sustancialmente el contexto en el cual se desarrolla la industria. Sin embargo, en este conjunto de cambios, aparece como uno de los efectos más importante, el que ha tenido el sector eléctrico sobre el mercado de capitales.

La interrelación que ha existido entre los desarrollos del sector eléctrico y los del mercado de capitales se produce a través de diversos mecanismos, resultando difícil cuantificar directamente cuanto del desarrollo del mercado de capitales le corresponde al sector eléctrico. No obstante ello, se pueden destacar entre los principales medios a través de los cuales la evolución reciente del sector eléctrico ha influido en el mercado de capitales aquellos que directamente afectan el mercado bursátil, ejerciendo su influencia por la vía de aumentar la oferta y demanda de instrumentos financieros.

La filialización y posterior privatización de las principales empresas eléctricas en los años '80, repercutió en el incremento de los montos de acciones transadas, lo que le dio profundidad al mercado bursátil. Otra vía, más indirecta, se dio por la importancia que tienen las empresas eléctricas en la demanda y colocación de fondos y por la creación de nuevos instrumentos en el mercado de capitales.

Estos instrumentos, por ejemplo, han venido a sustituir el crédito tradicional, y han generado una creciente necesidad al sector bancario de incursionar en nuevos negocios. En efecto, si bien se debe reconocer una tendencia mundial hacia la sustitución del uso del mercado financiero por la emisión directa de sus títulos de deuda, las empresas eléctricas en Chile han liderado tal sustitución.

Otra forma, menos directa, de influir en el mercado de capitales, pero que tiene gran aplicabilidad al caso de Chile, es la relacionada con las particularidades del proceso de privatización, y más específicamente, con las políticas tendientes a difundir la propiedad accionaria y sus efectos sobre la gestión empresarial.

En este sentido, cabe mencionar el rol especialmente importante jugado por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), pues estos inversionistas institucionales, creados en el período de la privatización de las empresas eléctricas, han sido importantes inversores en el sector, con lo cual no sólo han ejercido una demanda sobre los diversos instrumentos que emiten dichas empresas, sino también han influido sobre el control de la gestión de dichas empresas.

### 1. Filialización, privatización y el mercado de capitales en los ochenta

En 1981 se inicia el proceso de filialización de las empresas públicas, el cual involucró la separación de funciones. En el caso de Endesa, ese año se crearon 6 filiales de distribución en regiones y un año después, se crean las filiales de generación (Pullinque S.A. y Pilmaiquén S.A.); además de tres de distribución (Edelnor, Edelayesen y Edelmag), los que serían posteriormente transformadas en

sociedades anónimas. Finalmente, en 1986 se crean las empresas hidroeléctricas Colbún S.A. y Pehuenche S.A. En el caso de Chilectra se crean las filiales Chilgener (generación), Chilquinta y Chilmetro (distribución).

Adicionalmente a estos procesos, durante 1981-1982 se elabora un sistema de concesiones y otro tarifario tendientes a asegurar a las empresas del sector una adecuada rentabilidad en el tiempo, promover la eficiencia<sup>32</sup> y facilitar el proceso de privatización.

Por otra parte, de acuerdo a la Ley 18.398 de 1985 se permitía que una parte de los fondos administrados por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) pudieran destinarse a la compra de acciones de Sociedades Anónimas Abiertas, previa autorización de la Comisión Clasificadora de Riesgo. Los requerimientos para las AFP en el caso que desearan adquirir acciones de ciertas empresas del sector eléctrico como Chilmetro, Chilquinta, Chilgener y Endesa, implicaban que estas firmas deberían comprometerse a un programa de desconcentración de la propiedad, pues los límites establecidos restringían severamente a las empresas concentradas en pocos accionistas.

Es en esta etapa del proceso modernizador de la estructura del sector eléctrico es donde puede presumirse existen las principales ganancias en eficiencia. Mejoras tecnológicas en la parte productiva que pudieron asociarse al posterior cambio de la propiedad no aparecen obvias en ninguna de las etapas de la cadena productiva.

Sin embargo, el manejo descentralizado del sector y el intento de establecer un proceso competitivo en la venta de la energía eléctrica, que son posiblemente los factores más dinamizadores, se dan justamente previo a la privatización. Esta apreciación es concordante con los resultados obtenidos por Vickers y Yarrow (1988) para el caso de Inglaterra, y también son consistentes con los encontrados por Galal (1994), que sugiere ganancias en eficiencia asociadas a la privatización relativamente menores<sup>53</sup>. Asimismo, y como se analiza más adelante, ello realza la importancia de la mayor exposición al mercado de capitales sobre la inversión y eficiencia de las empresas del sector.

Como se indicó en el capítulo anterior, en 1985 se inicia propiamente el programa de privatización de empresas de utilidad pública. Ello, que constituyó el comienzo de la segunda ronda de privatizaciones de empresas, involucró en una etapa inicial la privatización de las empresas que habían sido intervenidas como consecuencia de la crisis financiera de comienzos de la década.

Adicionalmente a los cambios en las legislaciones bancaria y bursátil, y ahora con el objetivo de evitar algunos de los problemas que habían aparecido con las primeras privatizaciones, especialmente los referidos a la excesiva concentración de la propiedad, y también para darle un mayor apoyo político al proceso de privatización, el gobierno vendió las firmas creando incentivos especiales para que los trabajadores compraran y mantuvieran en su poder las acciones de las empresas.

Esta política, conocida como "capitalismo popular", hizo menos relevante la valoración de las empresas privatizadas desde la perspectiva de la equidad distributiva, por cuanto de haber existido un subsidio implícito en la venta, éste se habría transferido y difundido entre los trabajadores. De

hecho, éste había sido uno de los aspectos más controversiales derivados de la primera ronda de privatizaciones en Chile.<sup>54</sup>

En la privatización de Chilgener, primero se ofreció a los trabajadores la opción de comprar acciones usando un avance de las indemnizaciones por despido que excedieran al nuevo tope de cinco salarios determinado con la promulgación de la ley laboral en 1980. De esta forma se conseguía, además de entregar a los trabajadores una participación en la propiedad, que la firma privatizada comenzara su operación con un pasivo menor. Como consecuencia de este programa, a fines de 1986, la mayoría de los trabajadores de Chilgener tenían participación en la empresa, la que en conjunto alcanzaba a 5.2%. El mismo mecanismo fue usado en el caso de Enersis, donde a fines de 1990 la participación de los trabajadores alcanzaba a 32%.

El caso de Endesa es algo diferente, pues como paso previo a la privatización, fueron capitalizados US\$ 500 millones de deuda a través de un aporte especial del Estado. También, previo a la privatización, Colbún-Machicura fue separada de Endesa. Luego, entre 1986 y 1987 Endesa vendió acciones de sus subsidiarias más grandes (sobre 50 MW) a través de remates públicos. En 1987 el gobierno ofreció acciones preferenciales a los trabajadores, quienes compraron 6.1% también recurriendo al avance de sus indemnizaciones por despido. Desde 1987 las acciones de Endesa fueron ofrecidas al público en general y, hacia fines de ese año, sobre 15.000 pequeños inversionistas habían adquirido cerca del 9% de la compañía. Así, en 1988 el 53% de la compañía estaba en poder de un gran número de trabajadores de la empresa, de trabajadores del sector público y de miembros de las fuerzas armadas.

Un segundo aspecto muy relevante en el caso de la nueva ronda de privatizaciones y que afectó en forma especial al sector eléctrico, fue que se permitió a las AFPs, comprar acciones. El haberse permitido a estos inversionistas institucionales la compra de acciones significó que, hacia fines de 1986 las AFPs hubieran adquirido a través del fondo que administraban, el 13% de Chilgener, y que hacia fines de 1990 poseyeran 33% de Enersis y 10.6% de Endesa.

## **2. Efectos del sector eléctrico sobre el mercado de capitales**

### **a) Mercado bursátil**

La forma más directa e importante a través de la cual las empresas eléctricas han influido en el mercado de capitales, es por la vía de darle una mayor profundidad. Las mayores transacciones bursátiles dan mayor profundidad al mercado financiero por la vía de producir una mayor liquidez en el sistema. Más transacciones y mayor volumen aumentan la liquidez de las acciones y por ende, reducen el premio por liquidez.

Así, la evidencia empírica es muy clara en señalar, por ejemplo, que el costo de capital es mayor en países con poco desarrollo financiero precisamente por la dificultad de diversificar portafolios. Evidentemente, estos efectos repercuten en el resto del mercado, pues aumentan el atractivo de otros títulos accionarios. Así, se produce una suerte de externalidad, que trasciende a las empresas eléctricas.

Como se aprecia en el cuadro 13, el valor de las acciones transadas de empresas eléctricas ha aumentado desde 3.801 millones de pesos en 1980 a 765.019 millones de pesos en 1993 (en moneda del año 1993). Más aún, este notable incremento, que representa una tasa de 46% anual, parece pequeño si se considera que desde 1984 a 1993 el incremento fue superior al 100% real anual. En parte, lo anterior obedece a que la presencia bursátil de la mayoría de las acciones eléctricas es también elevada, observándose que en la mayoría de las empresas esta bordeó el 100%.

Lo más significativo, sin embargo, y que distingue el desarrollo bursátil global con aquel observado en las acciones eléctricas, es que la relación entre el valor de estas acciones y el total de acciones transadas se ha incrementado notablemente. Así, de 2% de participación que tenían las acciones eléctricas a comienzos de los ochenta, aumentó a 33% en 1986 y alcanzó un máximo de 45 a 47% entre 1990 y 1991<sup>55</sup>.

**Cuadro 13**  
**VALOR DE ACCIONES ELÉCTRICAS TRANSADAS 1979-1993**  
**(Miles de pesos de 1993)**

<b>Año</b>	<b>Valor Acc. Eléc. Transadas (1)</b>	<b>Valor Total Acc. Transadas (2)</b>	<b>Relación (1)/(2)</b>
1980	3.801.316	201.669.447	0.02
1984	787.509	23.925.693	0.03
1985	5.739.972	34.107.130	0.17
1986	63.242.934	192.409.207	0.33
1987	92.539.794	309.841.326	0.30
1988	93.643.274	373.107.782	0.25
1989	146.617.012	468.090.582	0.31
1990	186.763.938	394.293.083	0.47
1991	403.270.770	904.103.976	0.45
1992	334.595.424	884.272.561	0.38
1993	547.397.000	1.191.148.048	0.46
1994	765.019.210	2.088.826.751	0.37

**Fuente:** Paredes, Ricardo "El sector Eléctrico y el Mercado de Capitales", Cepal LC/R 1496, Santiago.

**c) Emisión de ADRs**

Una forma de financiamiento de empresas de especial interés en el caso de las empresas eléctricas, pero no es exclusiva a ellas, lo constituye el financiamiento por la vía de los American Depositary Receipts (ADRs). Si bien la emisión de ADRs por firmas chilenas no constituye conceptualmente una forma distinta de financiamiento a la emisión de acciones en el mercado nacional, hay diferencias que son de importancia y que tienen un efecto potencial muy grande para el mercado de capitales chileno.

La emisión de ADRs consiste básicamente en la colocación de paquetes de acciones en bolsas extranjeras. Una razón para la colocación de ADRs, es la de disminuir el costo del financiamiento al permitir que los compradores no comprometan una porción significativa de su portfolio en un tipo de acciones, lo que parece como una razón especialmente válida en el caso del sector eléctrico, considerando la gran importancia relativa que tienen estas acciones en la bolsa.

En efecto como se señaló más arriba, las acciones eléctricas en Chile constituyen una parte importante del total de acciones transadas. En consecuencia, se hace progresivamente más difícil y por ende costoso para los inversionistas chilenos, que ya tienen una cartera de acciones de empresas nacionales, diversificar a través de la compra de nuevas acciones eléctricas en el país. Por ello, es esperable que la colocación de acciones en el extranjero permita reducir a las empresas emisoras el premio que deben pagar a los accionistas y que está asociado al riesgo de mantener portfolios con una relativamente baja diversificación.

Una razón diferente, pero igualmente importante, para la emisión de ADRs, que se aplica especialmente en el caso de empresas sujetas a regulación tarifaria, como algunas del sector eléctrico, es que colocar acciones en mercados internacionales reduce en la práctica la posibilidad que se realicen acciones que atenten contra el funcionamiento eficiente de dichas empresas. La reputación del país entero está directa y constantemente evaluada en las principales bolsas del mundo cuando las acciones de empresas nacionales se tranzan en esos países. Por ello, no es de extrañar que hayan sido empresas sujetas a fijación tarifaria, como las eléctricas, y por ende muy sensibles a la política estatal, quienes hayan sido las primeras y más importantes emisores de ADRs. Las razones que justifican la conveniencia privada, sin embargo, tienen una contrapartida que podría considerarse negativa desde el punto de vista social. En efecto, las mismas razones restringen al regulador, pudiendo tal restricción implicar costos en la calidad de la regulación.

Las colocaciones de ADRs se iniciaron en Septiembre de 1993, con la transacción de las acciones de Enersis S.A. en la Bolsa de Nueva York, por un monto de 3.075.000 unidades a un precio de US\$ 18 cada una. Endesa colocó sus ADRs a partir de Julio de 1994 entre inversionistas institucionales de Estados Unidos (60%) y de Europa (40%), lo que totalizaron inicialmente el 1% del patrimonio de la empresa.<sup>56</sup> Se estima que el aumento de capital asociado a la emisión de ADRs le permitirá a ésta participar en la licitación de Edegel (filial de Electrolima) y eventualmente, en ElectroPerú.

En el caso de Chilgener, en Julio de 1994 fue fijado el precio de la colocación de sus ADRs en US\$ 24, con lo cual a partir de esa fecha empezó a transarse una emisión de 2.691.440 títulos en

la bolsa de New York. Finalmente, a diferencia del resto de las sociedades que han puesto sus ADRs en el mercado Norteamericano, Chilquinta optó por transar sus certificados en Londres, hecho que se verificó también en Julio de 1994. De esta forma, la distribuidora eléctrica es la primera en incursionar en los mercados accionarios europeos. Ese mismo mes comenzaron a transarse sus instrumentos en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Si bien puede considerarse que la emisión de ADRs ha sido positiva para las empresas, el porcentaje de las acciones de empresas eléctricas que se cotiza en el exterior ha ido en incremento, produciéndose un fenómeno que puede empezar a revertir el efecto en la profundización del mercado que ha tenido el incremento de la capitalización de las empresas eléctricas accionario en el mercado de capitales. En efecto, la existencia de un régimen tributario diferente entre países, que en particular grava relativamente más las ganancias de capital en Chile, ha hecho progresivamente liquidar más acciones en Chile y transformarlas en ADRs.<sup>57</sup> Ello, a través de una operación simple y rápida ha significado que Chilgener y Endesa hayan transferido US\$ 65 millones y US\$ 72 millones de sus transacciones entre Octubre y Noviembre de 1994, no sólo afectando el mercado de divisas, sino que con consecuencias negativas sobre la profundización del mercado de bursátil, al reducirse en el mercado nacional los títulos que permitan la diversificación de portfolios.

### c) Emisión de bonos

Una forma diferente de financiamiento que también contribuye a dimensionar el mercado de capitales, es la emisión de bonos. Los bonos son instrumentos transables en bolsa y, por lo tanto, consideramos que dimensionan directamente el mercado de capitales y contribuyen a su dinamismo. Como se señaló anteriormente, el volumen de acciones de empresas del sector eléctrico transadas en bolsa se ha incrementado notablemente. En el caso de la colocación de bonos, una forma extraordinariamente importante de financiamiento de las empresas, del total de la emisión de bonos vigentes inscritos en la Superintendencia de Valores y Seguros al 31 de Julio de 1994, y que ascendían a \$891.255 millones, un 36.2% correspondían a empresas eléctricas.

En resumen, las empresas eléctricas han contribuido significativamente a profundizar el mercado de capitales a través de una gran participación en las transacciones de acciones y de bonos. Sólo más recientemente, debido en lo fundamental a un problema de tipo regulatorio, las emisiones secundarias de ADRs han revertido parcialmente tal situación en el mercado accionario, lo que no debiera mantenerse de adoptarse una política tributaria consistente con el haber permitido la emisión de ADRs por parte de empresas chilenas. En otras palabras, no es consistente mantener diferencias tributarias a las ganancias de capital, permitir la emisión de ADR's y esperar que el mercado bursátil no pierda profundidad.

No obstante los problemas de tipo coyuntural mencionados, que estimamos resultan no sostenibles desde una perspectiva de largo plazo, la relación de los recursos obtenidos por la vía del mercado de capitales a los recursos totales constituye una medida adecuada para conocer en qué medida las empresas eléctricas han usado el mercado de capitales y cómo resulta esperable lo sigan usando.<sup>58</sup>

La importancia relativa del mercado de capitales para obtener recursos, medida en la forma señalada, se aprecia claramente con los datos de las principales empresas eléctricas en el año 1993, antes de que comenzara la operación de ADRs. En promedio, las empresas Chilgener, Edelnor, Endesa y Enersis obtuvieron un 54% de sus recursos través del mercado de capitales. Entre las empresas, sin embargo, existen diferencias, por cuanto Edelnor, estatal, obtuvo recursos sólo por la vía de la emisión de acciones, ocurriendo lo contrario en el caso de Endesa, quien obtuvo recursos exclusivamente por la vía de la colocación de bonos. Aunque el año 1993 no tiene porque ser representativo, pues las necesidades de obtención de recursos varían fuertemente dependiendo de las utilidades, regímenes de depreciación, tasa de interés, etc., los datos indican que un esquema privado favorece este tipo de financiamiento y, por ende, ayuda a la profundización del mercado de capitales.

### **3. Acceso al mercado de capitales y desempeño de las empresas eléctricas**

Los resultados anteriores resultan especialmente importantes en el caso de un país en el cual el mercado de capitales no está bien desarrollado. Ello porque en tal contexto es muy posible que las ganancias en eficiencia atribuibles a la racionalización y posterior privatización, tengan más que ver con la exposición al mercado de capitales, por ejemplo, con la reingeniería de procesos. En efecto, la tecnología no parece susceptible de experimentar modificaciones de importancia con el cambio de la propiedad y control. Galal (1994), por ejemplo, argumenta que en el caso de Chilgener, el incremento en la eficiencia asociado puramente a la privatización fue pequeño. Una razón es la escasa posibilidad de incorporar en esta etapa de la producción, innovaciones tecnológicas.

En el caso de Enersis, las principales ganancias en eficiencia se asociaron a la disminución del robo de electricidad. En este caso, destaca Galal que la compañía bajo propiedad pública generaba la mayor parte de sus recursos internamente, lo que cambió con el traspaso de propiedad, y que el destino de los recursos después de la privatización también cambió. En particular, entre 1989 y 1990 la empresa inició una fuerte inversión en activos no operacionales, permitiéndole aumentar fuertemente su participación en Endesa. En la actualidad, la política de diversificación ha aumentado y es una de las características más destacables del sector.

Una de las hipótesis más relevantes que dan cuenta del mayor valor de las empresas eléctricas y que se relaciona con su mayor exposición al mercado de capitales se refiere al hecho que las firmas accedan al mercado de capitales puede atenuar considerablemente las restricciones de caja para invertir. De ser este el caso, la exposición que deja a una empresa privada al mercado de capitales, que es mayor que cuando ésta es pública, como ha sido el caso de las empresas eléctricas, debiera favorecerla en términos de su eficiencia<sup>59</sup>.

Un ejemplo muy claro y actual es el de Codelco, la mayor empresa pública en Chile y una de las mayores del mundo, con grandes ganancias operacionales, pero que, se le restringe fuertemente en su capacidad de invertir. Por ello, la existencia de mejores alternativas en el mercado de capitales, como las que han conseguido las empresas eléctricas con la colocación de bonos y nuevas acciones, constituye un paso efectivo para incrementar la inversión y hacerlo en los proyectos de alta rentabilidad. Otro ejemplo es el caso de la empresa Colbún-Machicura que ha tenido las restricciones

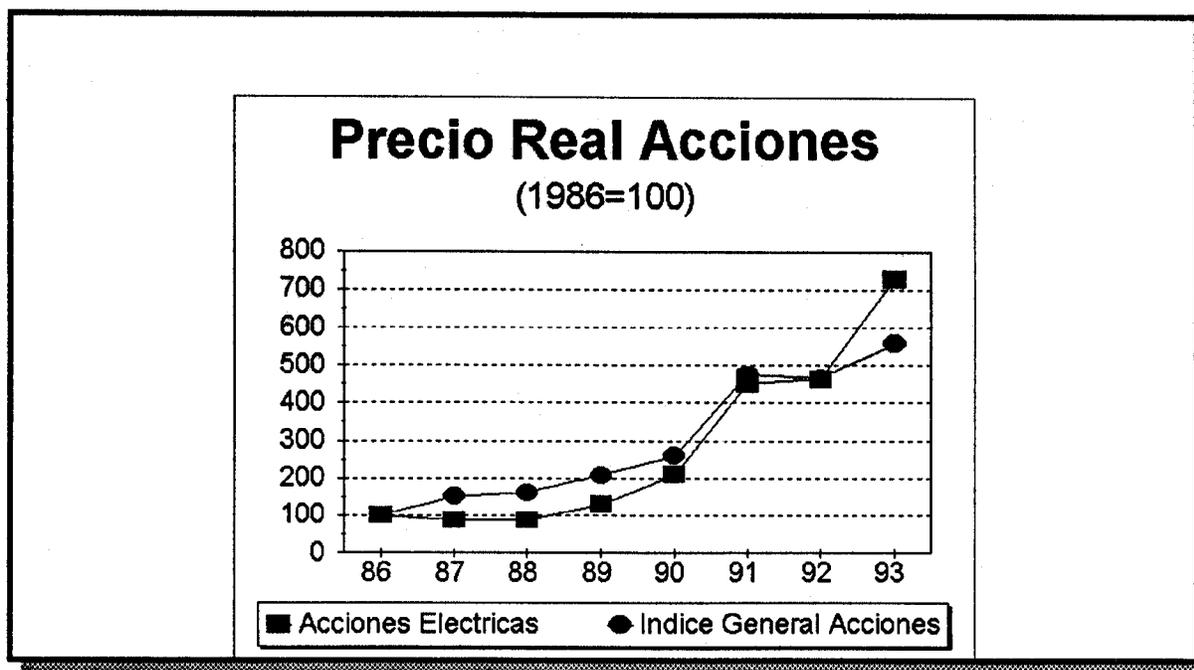
de las empresas públicas en materia de definiciones de inversión, y en cuanto al uso de los fondos estos han sido restringidos a invertir en ciertos instrumentos calificados de mínimo riesgo y baja rentabilidad, estando descartado las acciones o documentos de riesgo. Las inversiones tienen que ser aprobadas por los Ministerios correspondientes, vale decir Corporación de Fomento, Ministerio de Planificación y Comisión Nacional de Energía.

Por ello no debe llamar la atención 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%. (ver cuadros 14 y 15). Pero además de esta diferencia, una de las razones por las cuales las AFPs han invertido en el sector eléctrico, lo constituye lo atractivo de las "rentabilidades razonables: en generación alrededor del 12%, en distribución del 22%"<sup>60</sup>

Leighton (1995) señala que "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."

El conjunto de los factores, que se pueden sintetizar en lo que se ha denominado una mayor exposición de las empresas eléctricas al mercado de capitales debiera entonces estar explicando en forma significativa el que el valor de las empresas eléctricas haya aumentado sustancialmente más que

Gráfico 7



Fuente: Paredes, Ricardo "El sector Eléctrico y el Mercado de Capitales", Cepal LC/R 1496, Santiago.

el resto de las empresas a partir de la privatización. En efecto, como se ilustra en el gráfico 7, la evolución del Índice General de Precios de las Acciones en Chile, que ha mostrado una rentabilidad muy alta, está liderado por el de las empresas eléctricas. De hecho, un índice construido especialmente con las principales empresas del sector y con especial consideración a la creación de nuevas empresas en 1988, indica que la rentabilidad real anual de las acciones eléctricas en Chile superó el 30% desde 1986.

**Cuadro 14**  
**INDICADORES DE EMPRESAS**

	Dic. 1989	Dic. 1990	Dic. 1991	Dic. 1992	Dic. 1993	Dic. 1994
<b>COLBUN (Estatal)</b>						
Valor de la Acción	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
<b>EDELNOR (Estatal)</b>						
Valor de la Acción	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
<b>ENDESA (Privada)</b>						
Valor de la Acción	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
<b>CHILGENER (Privada)</b>						
Valor de la Acción	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

Fuente: Paredes, Ricardo "El sector Eléctrico y el Mercado de Capitales", Cepal LC/R 1496, Santiago

**Cuadro 15**  
**RESULTADOS DE COLBUN - MACHICURA AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO, MUSS**  
 ( En miles de US\$ )

<b>AÑO</b>	<b>1986</b>	<b>1987</b>	<b>1988</b>	<b>1989</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>
Ingresos	37924	40015	41598	44473	46112	48729	51295	57182
Costos	13765	14524	15099	16142	16737	17687	18619	20755
Costos Adm. y Ventas	1080	1140	1185	1267	1314	1388	1461	1629
Resultados	23079	24351	25314	27064	28061	29654	31216	34798
Resultados no Operacionales	(26991)	(49635)	(54488)	(47448)	(28479)	(24354)	(15143)	(27221)
Corrección Monetaria	(28496)	(55667)	71401	19386	40719	16047	22449	(1209)
Resultados antes Impuestos	(32408)	(80951)	42226	(998)	40301	21347	38521	6367
Impuestos	0	0	0	0	1254	1893	3188	(2098)
Utilidad	(32408)	(80951)	42226	(998)	39047	19454	35333	8687
Patrimonio	246287	177002	248044	437357	453479	537850	588380	651729
Activos	751839	740104	790935	828418	858955	869511	903702	1001558
Rentabilidad % Sobre Patrimonio	(13.16)	(45.73)	17.02	(0.23)	8.61	3.62	6.01	1.33

Fuente: Patricio Leighton, (1995), Op. Cit.

a) **Empresas eléctricas y estructura de propiedad**

La estructura de propiedad de las empresas eléctricas ha sido en parte determinada por la forma en la cual se llevó a cabo la privatización de las empresas, pero también, en gran medida, por la estrategia de expansión que las mismas empresas han tenido en el tiempo. En esta sección se analizan tres aspectos de la estructura de propiedad de las empresas eléctricas que tienen gran importancia y que afectan, entre otros, la eficiencia del sector y su inserción en la economía.

b) **Capitalismo popular**

Los efectos del capitalismo popular y de la introducción de las AFPs en la propiedad de las empresas eléctricas ha tenido efectos significativos. Por una parte, el capitalismo popular permitió una gran difusión de la propiedad de cada empresa, lo que puede ser evaluado positivamente. Sin embargo, existe cierta inconsistencia entre el rol potencial de los inversionistas institucionales, particularmente las AFPs, la voluntad de desconcentrar la propiedad de cada una de las empresas privatizadas y la eficiencia alcanzada.

Como se señaló más arriba, la privatización de empresas eléctricas fue conducida procurando que la propiedad no se concentrara de la forma dada en la primera ronda de privatizaciones en Chile y en especial, tratando de evitar la creación de nuevos conglomerados económicos. Con este propósito, la venta se realizó en pequeñísimos paquetes accionarios a trabajadores y con mecanismos que hacían inconveniente la posterior venta de cada una de esas participaciones. Ello tuvo la ventaja de hacer menos importante el problema de la valoración de la empresa por cuanto un eventual subsidio en la venta, materia altamente debatida en la primera ronda de privatizaciones, no tendría un efecto distributivo tan adverso.

Sin embargo, el objetivo de evitar la creación de grupos conglomerados y de desconcentrar el control de empresas no se evita con medidas como las implementadas. Por el contrario, los grupos tienen su fuente de poder en el considerable número de empresas que controlan, y no en la participación en la propiedad de cada una de ellas. Por el contrario, con esta medida, el control de cada empresa se hacía más fácil, por lo que si algo produjo fue incentivar la formación de grupos conglomerados, puesto que con menos recursos se podría controlar un mayor número de empresas.<sup>61</sup>

Asimismo, un aspecto también discutible, es el relacionado con la conveniencia que las empresas tengan un grado de difusión de la propiedad que va más allá de lo que el propio mercado considere conveniente. En efecto, el esquema de privatización, en el cual se generaron incentivos a que las empresas mantuvieran la propiedad muy difusa, pudo generar efectos nocivos sobre la eficiencia dentro de la empresa. Para el caso de Chile, se pudo determinar que las empresas privatizadas por medio del sistema de capitalismo popular muestran una difusión de la propiedad mucho mayor a la que se correspondería con el perfil típico y consecuentemente óptimo, de las empresas chilenas.<sup>62</sup>

Esto significa que los accionistas de empresas con un grado excesivo de difusión en la propiedad no tendrían un control efectivo sobre la gerencia, lo que se traduce en un caso típico de

problema de gestión. Consecuentemente, las empresas privatizadas por medio del capitalismo popular podrían tolerar o producir un considerablemente mayor grado de ineficiencia, que en el caso del resto de las empresas del país. Ello podría ser especialmente cierto en el caso de las empresas eléctricas, donde la participación de los principales accionistas individuales es sustancialmente menor que el promedio de las empresas del país, incluso cuando se ajusta su diferente tamaño, riesgo específico y otras consideraciones que determinan la estructura de propiedad.

En definitiva, la modalidad de capitalismo popular, si bien pudo tener un efecto positivo sobre la equidad y por cierto, sobre la difusión de la propiedad, conlleva riesgos de ineficiencia, por cuanto los controladores de las empresas, al no tener comprometido una porción alta de su patrimonio en las mismas, no tienen los incentivos para operarlas tan eficientemente como ocurriría en el caso que comprometieran un mayor porcentaje de su patrimonio. La solución a este problema, sin embargo, depende de la existencia de otros mecanismos, como por ejemplo la existencia de inversionistas institucionales, que pudieran contrarrestar el problema mencionado y cuyo rol se analiza a continuación.

### c) Inversionistas institucionales

Como se señaló anteriormente, el haber permitido a las AFPs, entre otros inversionistas institucionales invertir en acciones de ciertas empresas, entre las cuales se incluyen a las eléctricas, tuvo como efecto de primer orden, ampliar el mercado de capitales<sup>63</sup>.

La importancia de las acciones eléctricas en los fondos de pensiones, que en 1994 se reflejaba en que el 22.9% de los fondos totales administrados por las AFPs estaban en acciones eléctricas, tiene al menos dos potenciales efectos previsibles: i) incrementar la eficiencia en la administración de las empresas eléctricas, al permitir una mayor concentración aunque no en la propiedad, si en el control de las empresas, y ii) hacer menos susceptible de arbitrariedades de las tarifas fijadas en el sector eléctrico.

En relación al primer aspecto, el efecto adverso sobre la eficiencia que pudiera producirse por la alta difusión de la propiedad analizada en el punto anterior, debiera estar acotado por la participación de las AFPs, que al proteger el interés de sus afiliados, impedirían que se materialicen ineficiencias en forma sistemática. En efecto, como se aprecia en el cuadro 16, la propiedad que está muy difundida en términos de los reales propietarios de las empresas eléctricas no lo está tanto cuando se considera las participaciones de las AFPs y su poder de decisión en cada empresa.

La información anterior sugiere que los eventuales problemas asociados a la alta difusión de la propiedad mencionada podrían resolverse cuando las AFP, representando a los inversionistas indirectos (dueños de los fondos), ejercen un papel de monitores de la gestión. Específicamente, cuando los controladores de las empresas dejan de actuar en favor de los dueños de las mismas y lo hacen en su propio beneficio y cuando no existen incentivos para los pequeños inversionistas para limitar ese tipo de comportamiento, la existencia de inversionistas institucionales, con derecho a elegir directores reduce significativamente el problema.

**Cuadro 16**  
**PARTICIPACIÓN DE LOS CINCO MAYORES ACCIONISTAS**

	<b>Empresa Excluidas AFP</b>	<b>Incluidas AFP</b>
<b>ENDESA</b>	19.1	30.3
<b>CHILGENER</b>	4.0	29.5
<b>ENERSIS</b>	32.4	36.1
<b>CHILQUINTA</b>	46.3	46.3
<b>Promedio para Total de Soc. Anónimas</b>		<b>63.2</b>

**Fuente:** Paredes, Ricardo "El sector Eléctrico y el Mercado de Capitales", Cepal LC/R 1496, Santiago.

No obstante lo anterior, el beneficio social que pudiera en tal contexto ser obtenido por la existencia de inversionistas institucionales ha sido severamente limitado en Chile por una Resolución de la Comisión Resolutiva (Antimonopolios), donde se cuestiona el que la AFP puedan elegir directores de empresas. Evidentemente, ello no sólo atenta contra el logro de mayor eficiencia en las empresas, sino que es particularmente negativo en el contexto chileno, en el cual la difusión de la propiedad es extremadamente alta. Este es un problema que no ha tenido una solución de fondo y que sirve para ilustrar la complejidad que puede alcanzar un proceso de privatización que intenta conseguir varios objetivos simultáneamente.

En relación al otro argumento que indica que la mayor participación de las AFPs haría menos vulnerable a las empresas eléctricas de manejos tarifarios arbitrarios, un ejercicio puede ilustrar adecuadamente la base de esta idea. Si se considera que el 22% del fondo de pensiones está en las acciones eléctricas, una política que redujera la rentabilidad de las empresas eléctricas en forma permanente y que implicara una reducción, también permanente, de 1% en la rentabilidad de las empresas eléctricas, debiera tener, de no cambiarse el portfolio mantenido por las AFPs, un efecto en reducir la rentabilidad del fondo en 0.23%. Como resultado, el valor de la pensión obtenida producto de la cotización durante toda la vida de los individuos (digamos 40 años), caería en aproximadamente en 8%.

Consecuentemente, el impacto de una baja de las acciones sobre el valor del fondo administrado es tan significativo, que es la base de la idea que la participación de las AFPs en la propiedad de las empresas eléctricas, las hace a las primeras considerablemente menos vulnerables a manejos por parte de la autoridad económica.

d) **Relaciones de propiedad**

Una de las características más destacables en la evolución reciente del sector eléctrico es la gran cantidad de relaciones patrimoniales y de gestión que existen en él y que, en alguna medida, parecen haber contribuido a su gran dinamismo.

Es posible que detrás de las importantes relaciones entre empresas esté el hecho que la concentración de la propiedad es pequeña. De esta forma reducidos patrimonios, en términos relativos, pueden controlar una industria de gran magnitud. La relación de propiedad se traduce en las múltiples funciones que realizan varios personeros de empresas y que, a su vez, hace difícil separar la verdadera propiedad de las distintas filiales.

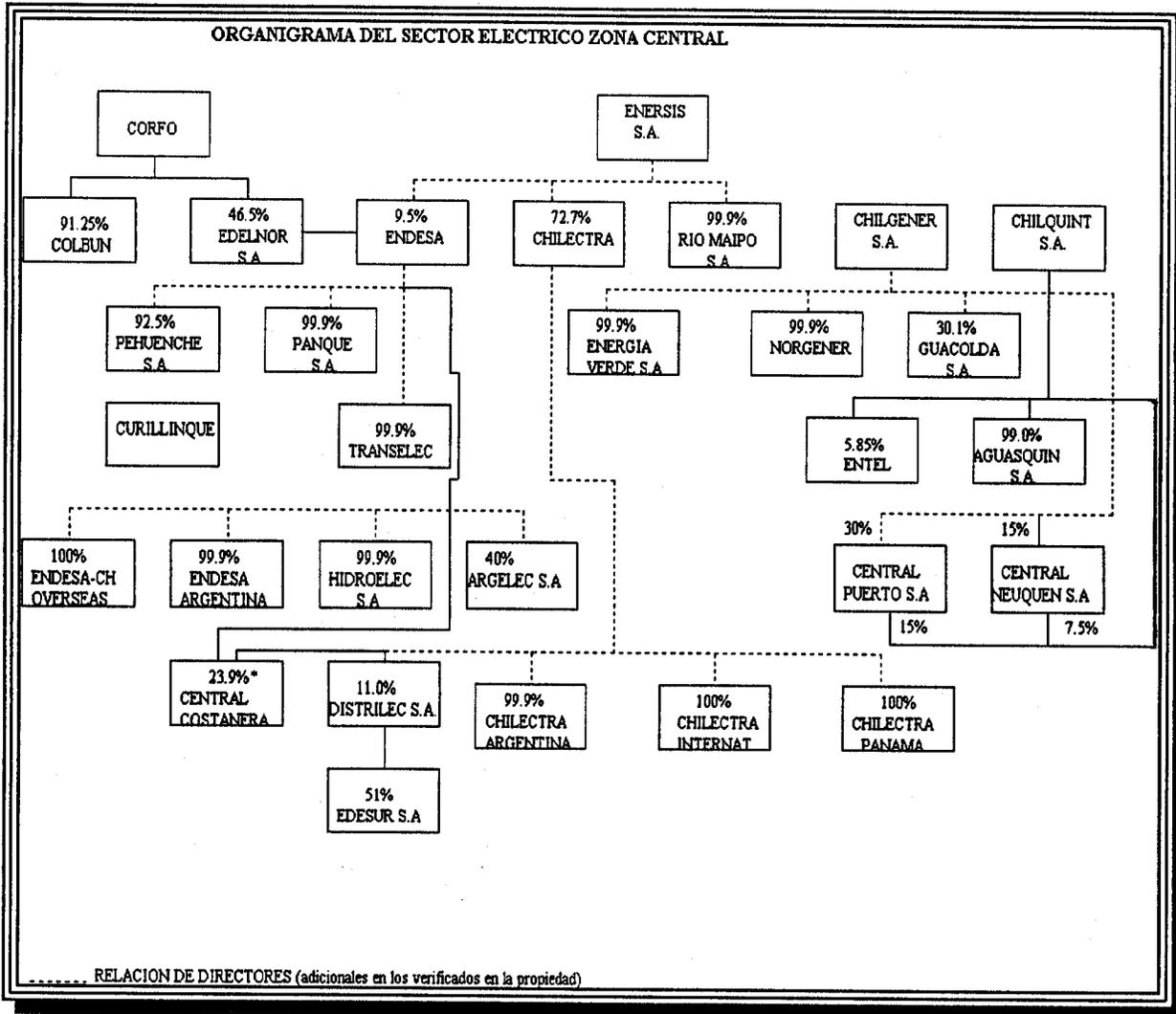
Con respecto al sistema que controla la zona norte del país, han surgido varias firmas, entre ellas Emelari, Emelat, Eliqsa y otras. El manejo de ellas también está controlado por un grupo de empresarios privados, que se reparten los cargos uniformemente. En cuanto a las empresas del Sur, Edelaisen y Edelmag ellos se encuentran integrados verticalmente debido al pequeño tamaño de sus sistemas. Sin embargo, es en el sistema interconectado central donde las relaciones de propiedad han sido las más notorias y controvertidas.

Como se puede apreciar en el organigrama del sector, las relaciones de propiedad y control son muy grandes. Debe destacarse, entre ellos, aquellas que se dan entre Enersis y Endesa y muy particularmente, los de Endesa y Transelec. Ellas describen la alta integración vertical, entre las etapas de distribución y generación, y la total integración entre las etapas de generación y transmisión.

Lo anterior ha dado paso a un interesante debate sobre la conveniencia social que el sector eléctrico esté tan relacionado. Este tema, si bien tiene enorme importancia desde el punto de vista de la capacidad del sistema de generar competencia,<sup>64</sup> tiene un efecto adicional sobre la capacidad del sistema para crecer y globalizarse. En efecto, como se ilustra en el Anexo 3, la historia reciente de las principales empresas eléctricas del país está marcada por su incursión en el mercado eléctrico argentino y peruano.

Evidentemente, esta nueva situación abre más interrogantes que respuestas. Por una parte, las necesidades de financiamiento aumentan, pero los mismos excedentes de las empresas eléctricas pueden ser transferidos entre ellos y prescindir así de un crédito más costoso. Por otra parte, la internacionalización de los sistemas podría reportar importantes economías de coordinación, toda vez que en países con las concentraciones poblacionales que se presentan en Latinoamérica, tales economías podrían darse más a nivel de regiones y zonas, que a nivel de países. De ser este el caso, se vislumbra una considera mayor oportunidad de integración regional que la que existió hasta ahora.

cuadro 17



Fuente: Paredes, Ricardo. "El Sector Eléctrico y el Mercado de Capitales". Trabajo preparado para CEPAL, en el marco del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. LC/R. 1496. Santiago, febrero de 1995.



#### **IV. LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y EL DESARROLLO SUSTENTABLE**

En cualquier estrategia de desarrollo sustentable, la energía constituye un componente fundamental debido no sólo a su peculiar ubicuidad en toda actividad humana, sino también al rol decisivo que las distintas opciones energéticas tienen en la competitividad del país, el medio ambiente, la integración y el aumento de la calidad de vida de los sectores marginados económica y/o geográficamente.

Si bien es cierto que Chile ha iniciado desde mediados de la década pasada, un sostenido proceso de desarrollo económico y que a partir del año 1990 existe un esfuerzo sistemático de promoción de mayores grados de equidad social, y que los logros políticos y de desarrollo económico-social fueron establecidos a lo largo de varias décadas, el tema del medio ambiente ha sido un rezago notable en el país.

A nivel oficial recién a partir de 1990 el tema comienza a cobrar importancia y se traduce en acciones de política normativas e institucionales que más adelante se desarrollan. Lo mismo ha ocurrido con el uso eficiente de la energía aunque en este caso la instrumentación de tales políticas requiere de la consideración de un complejo conjunto de variables, muchas de ellas ajenas al manejo sectorial.

De esta forma el problema del desarrollo energético, desde la perspectiva del desarrollo económico ambientalmente sustentable y con equidad social, no ha sido abordado en su integridad ni se le ha asignado la importancia que corresponde, sino hasta muy recientemente.

Con independencia de los diversos criterios políticos, hay consenso a nivel nacional en dos objetivos que son ampliamente compartidos: más crecimiento económico; mayor equidad y justicia social.

Igualmente cada día se produce un mayor consenso respecto a los criterios que tienden a considerar que el crecimiento por sí sólo y que el mercado como instrumento central de la política económica, no resuelven los problemas esenciales que han generado vastos sectores que viven en la pobreza y la marginación.

##### **A. EL IMPACTO DEL DESARROLLO ENERGÉTICO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE**

Desde el punto de vista ambiental, el desarrollo del sector energético tuvo una serie de impactos, tanto por el crecimiento del consumo total como por el modo de abastecimiento. Su evaluación requiere dividir el período de análisis en dos subperíodos: hasta 1990 y de 1990 en adelante.

Esta subdivisión es necesaria por cuanto sólo a partir de 1990 se cuenta con mediciones directas de emisiones contaminantes, periódicas, sistemáticas y únicamente para la Región Metropolitana, por lo que para el período 1975-1990, se ha tomado como referencia la base de datos

del Sistema de Información Económica-Energética de OLADE. Esta base utiliza coeficientes estándares de emisiones por fuente energética y sector de la Organización Mundial de la Salud.

Pero fundamentalmente es necesario subdividir el período de análisis porque la situación de deterioro ambiental, que había venido aumentando inexorablemente desde 1975, motivó al Gobierno a crear el 11 de Abril de 1990 la Comisión Especial de Descontaminación de la Región Metropolitana (CEDRM), con la misión de elaborar y coordinar una Política Global de Descontaminación de Santiago, que produjo resultados concretos modificando los indicadores de emisión que contiene la base de datos de OLADE.

### **1. Período 1975 - 1990**

Aún cuando las mediciones de emisiones sean indirectas, la evolución de ciertos indicadores pueden dar las grandes tendencias y los impactos que provocó un determinado tipo de desarrollo energético. Los indicadores relacionados con el producto interno, la población y el consumo de energía, demuestran tendencias variables según el tipo de indicador y contaminantes que se traten:

- Las emisiones por unidad de consumo total de energía estaría demostrando que en 1990 se emitía un 33% más de monóxido de carbono por barril equivalente de energía consumida que en 1975, un 42% más de partículas y un 11% más de hidrocarburos; mientras se registraron disminuciones en el bióxido de carbono y del anhídrido sulfuroso
- Las emisiones per cápita de todas las fuentes de emisión, crecen pero con ritmos más acentuados en monóxido de carbono (60% más en 1990 que en 1975), partículas (73%) e hidrocarburos (34%), que en óxido de nitrógeno (15%) y en el bióxido de carbono (11%).

Los factores explicativos de dichos impactos son la resultante de un conjunto de variables, destacándose entre sus elementos determinantes a los cambios en la composición de los consumos por fuentes y el mayor o menor crecimiento observado en los consumos de los sectores industrial y principalmente del transporte, y por otra parte a los cambios que se registraron en la estructura del abastecimiento eléctrico, en particular el relacionado con la participación de la hidroelectricidad.

En cuanto a la importancia relativa de los sectores de oferta como de los sectores de consumos (véase cuadro 18), se puede observar que:

- el sector transporte es el principal emisor de monóxido de carbono (90% del total) e hidrocarburos (más del 70%).
- en el caso del anhídrido sulfuroso, el óxido de nitrógeno y el bióxido de carbono, las participaciones sectoriales no están tan concentradas. El sector industrial y la generación de electricidad, en el primer caso; y los sectores transporte, industrial y residencial -en ese orden- en el segundo, presentan las participaciones más relevantes. También estos tres sectores conjuntamente con la generación de electricidad (sobretudo en el período 1988-90), concentran las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En general se observa que entre 1975-1990, con excepción del anhídrido sulfuroso, y en el caso puntual del período 1988-90 del CO<sub>2</sub>, la participación de la oferta en las emisiones totales es marcadamente menor que la de los sectores de consumo.

**Cuadro 18**  
**EMISIÓN DE GASES Y PARTÍCULAS EN LA PRODUCCIÓN**  
**Y EL CONSUMO DE ENERGÍA**

ACTIVIDAD	PARTÍCULAS (PART)	ANHIDRIDO SULFUROSO (SO <sub>2</sub> )	OXIDO NITRÓGENO (NO <sub>X</sub> )	HIDROCARBUROS (HC)	MONÓXIDO DE CARBONO (CO)	BIÓXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )
<b>AÑO 1975</b>						
Gener. Electricidad	7,03	16,98	7,90	1,14	0,66	8,59
Refinería	0,48	2,61	1,52	0,30	0,14	1,87
No Aprovechado	0,64	17,90	30,39	0,21	1,08	27,71
Industrial	24,64	32,86	18,88	7,00	2,82	20,24
Residencial	64,00	17,83	21,88	16,82	5,52	22,11
Transporte	3,20	11,82	19,44	74,53	89,78	19,48
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
(Toneladas)(*)	94517	11743	79531	19934	62133	27258
<b>AÑO 1980</b>						
Gener. Electricidad	11,88	25,95	12,57	1,28	0,76	13,03
Refinería	0,32	1,87	1,22	0,21	0,08	1,52
No Aprovechado	0,27	8,11	15,41	0,09	0,42	14,24
Industrial	30,75	33,14	23,19	8,74	2,93	24,04
Residencial	53,24	15,06	21,95	14,59	4,23	21,94
Transporte	3,53	15,88	25,65	75,08	91,58	25,24
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,01</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
(Toneladas)(*)	124832	14359	86832	25126	89170	29357
<b>AÑO 1985</b>						
Gener. Electricidad	9,24	23,39	10,43	1,37	0,78	11,37
Refinería	0,26	1,89	1,31	0,21	0,08	1,68
No Aprovechado	0,07	2,39	4,85	0,03	0,12	4,61
Industrial	33,20	38,20	27,63	10,41	3,39	28,44
Residencial	54,16	16,74	27,84	17,19	4,83	26,42
Transporte	3,07	17,38	27,94	70,80	90,80	27,48
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>99,99</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
(Toneladas)(*)	146884	14197	80596	25233	92209	26490
<b>AÑO 1990</b>						
Gener. Electricidad	22,98	43,51	22,20	2,39	1,53	21,91
Refinería	0,22	1,31	1,07	0,18	0,07	1,33
No Aprovechado	0,03	0,98	2,33	0,01	0,06	2,19
Industrial	24,79	27,35	22,53	8,41	2,74	23,70
Residencial	48,96	12,69	24,64	16,30	4,49	-23,24
Transporte	3,02	14,16	27,24	72,71	91,11	27,64
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>
(Toneladas)(*)	207793	24066	116517	34071	126986	38773

(\*) CO<sub>2</sub> expresado en miles de toneladas.

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica-Energética, Vers. Septiembre de 1994.

## **2. Los Impactos Ambientales de los Sectores de Consumo**

### **a) El sector transporte**

En los últimos veinte años, el consumo de energía del sector transporte es uno de los de mayor dinámica de crecimiento: alrededor del 5% anual en promedio.

Este crecimiento fue acompañado por una serie de modificaciones en la estructura del consumo y en la composición de la oferta de transporte que produjeron un aumento preocupante de ciertos índices o indicadores de contaminación.

En efecto, la tendencia del índice de emisión por unidad de consumo es creciente para todos los contaminantes, con excepción de los hidrocarburos. Comparando con 1975, en 1990 se emitía cerca de un 6-7% más de partículas, óxido de nitrógeno, monóxido y bióxido de carbono por barril de energía consumido; y *un 28% más de anhídrido sulfuroso* (véase Cuadro 19 y Gráfico 8).

Más allá de la dinámica del sector que acompañó al crecimiento económico, y del crecimiento del parque automotor para satisfacer las necesidades crecientes del desplazamientos de bienes y de las personas, dos factores explicarían las tendencias de los índices de emisión:

i) el desplazamiento hacia el transporte carretero de la carga y de las personas que antes se trasladaban por ferrocarril, lo que originó un fuerte crecimiento del parque automotor carretero (Otto y Diesel)<sup>65</sup>.

ii) la penetración sistemática del diesel oil en la composición del consumo sectorial, que pasa de representar el 26.3% en 1975, a más del 40% a fines de los años ochenta y principios de la década de los noventa.

En el estudio CEPAL/PNUMA sobre la ciudad de Santiago, se señala que la causa principal de esta contaminación es el polvo fugitivo (no emitido por chimeneas) y dentro de la fracción respirable, las partículas provenientes de motores diesel del transporte colectivo ocupan el segundo lugar. Asimismo el transporte es el segundo responsable de las emisiones de SOx (azufre en los combustibles), mientras que las emisiones de NOx son producidas principalmente por los escapes de los automóviles y su presencia en la atmósfera de Santiago comienza a ser amenazadora.<sup>66</sup>

La penetración del diesel oil, o "dieselización" del transporte, es el que estaría explicando el rápido crecimiento del índice de anhídrosulfuroso por unidad de consumo de energía ya que según las cifras de emisiones de la Organización Mundial de la Salud, contenidas en el "Rapid Assessment of Sources of Air, Water, and Land Pollution"<sup>67</sup> el factor de emisión de SO2 del diesel oil en el transporte es de 1.9 Kg/Tonelada de combustible, mientras que para la gasolina es de 0.54.

Seguramente el índice de emisión de SO2/bep consumido debe caer fuertemente a partir de 1992-93, producto de las inversiones en refinación destinadas a la producción de gasolina sin plomo, y a la producción de diesel con bajo contenido de azufre.

**Cuadro 19**  
**SECTOR TRANSPORTE**  
**EMISIÓN DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS Y CONSUMO DE ENERGÍA**

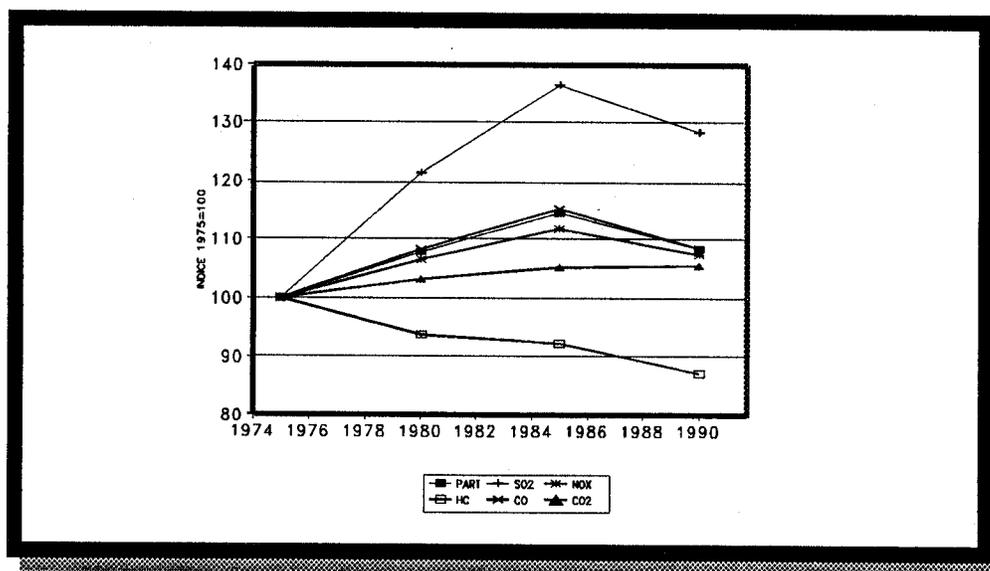
	PARTÍCULAS	ANHÍDRIDO SULFUROSO	ÓXIDO DE NITRÓGENO	HIDROCARBUROS	MONÓXIDO DE CARBONO	BIÓXIDO DE CARBONO	CONSUMO TOTAL
AÑO	(PART)	(SO <sub>2</sub> )	(NO <sub>x</sub> )	(HC)	(CO)	(CO <sub>2</sub> )	(MILBEP)
1975	3.026	1.388	15.461	14.855	55.784	53.10	13.198
1980	4.412	2.280	22.272	18.864	81.662	74.09	17.861
1985	4.515	2.468	22.517	17.864	83.722	72.80	17.198
1990	6.277	3.408	31.735	24.774	115.692	107.17	25.249

**EMISIONES POR UNIDAD DE CONSUMO**  
**(INDICE 1975=100)**

AÑO	(PART)	(SO <sub>2</sub> )	(NO <sub>x</sub> )	(HC)	(CO)	(CO <sub>2</sub> )
1975	100	100	100	100	100	100
1980	107.74	121.38	106.44	93.83	108.17	103.10
1985	114.50	136.45	111.76	92.29	115.18	105.21
1990	108.43	128.34	107.29	87.17	108.41	105.50

Fuente: Elaborado por CEPAL a partir de OLADE, SIEE vers. dic 1994

**Gráfico 8**  
**EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES POR UNIDAD DE CONSUMO**  
**(Indice 1975 = 100)**



Fuente: Elaborado por CEPAL a partir de OLADE, SIEE vers. dic 1994

**b) El sector industrial**

En este sector, los índices de emisión tanto por unidad de consumo como por unidad de valor agregado, muestran una tendencia errática: si se toma al consumo de energía, en 1990 se tiene en todos los casos, índices por encima de los registrados en 1975, resaltando en forma particular los de partículas, hidrocarburos y monóxido de carbono; si se toma al valor agregado, las tendencias son más oscilantes, con fuertes crecimientos hasta 1985, declinando hacia 1990, año que registra índices inferiores a los de 1975 en los casos de anhídrido sulfuroso y bióxido de carbono- ( véase cuadro 20, gráficos 9 y 10)

Un conjunto de factores explicarían estas variaciones, entre las que destacan la evolución de la composición del consumo por fuentes, la importancia del crecimiento energético y los cambios tecnológicos asociados a ellos, que se registraron en algunas ramas industriales energointensivas.

Es de hacer notar que en el caso del sector industrial, la importancia de las diferentes ramas industriales muestra que casi el 60% o más del consumo se concentra en cuatro tipos de industria: cobre, papel y celulosa, siderurgia y cemento. (ver cuadro 21)

Entre 1973 y 1990 en la participación de las fuentes se observó una reducción de la participación del fuel oil del 36% al 20%, un ligero aumento del diesel del 11.7% al 15%, el carbón prácticamente mantiene su participación en alrededor del 12-13%, la leña presentó un fuerte incremento del 9.4% a 17%, al igual que la energía eléctrica que pasó del 16.3% al 22.1%.

Estas variaciones se dan en un contexto de crecimiento del consumo total sectorial, por lo que todas las fuentes crecen en términos absolutos, pero algunas en forma más dinámica que otras, lo que al combinarse con el coeficiente de emisión específico de cada una de ellas y ciertos cambios tecnológicos que se registraron arrojan como resultado la tendencia errática antes mencionada. Es decir, hay una serie de factores que motivaron una tendencia al alza de los índices de emisión y otros que la contrarrestan. Entre los primeros:

- la leña tiene importantes coeficientes de emisión específico en todos los contaminantes, con excepción del SO<sub>2</sub> y en menor medida en NO<sub>x</sub>. Si se tiene en cuenta que la participación de la leña creció dentro del consumo total, y que en el caso de la industria del papel celulosa, su consumo prácticamente se duplicó -de 4183 teracalorías en 1980 a cerca de 8000 en 1990-, esta fuente explicaría gran parte de los aumentos de los índices de partículas, hidrocarburos y monóxido de carbono.
- el carbón mineral, al igual que la leña, presenta coeficientes de emisiones específicas elevados en todos lo contaminantes, lo que debe conjugarse con la triplicación de su consumo: de 2350 teracalorías en 1975 a 6 000 teracalorías en 1990.<sup>68</sup>
- el fuel oil, ha mantenido un consumo relativamente estable en el orden de las 3 200 a 4 000 teracalorías en las dos últimas décadas, presenta coeficientes de magnitud en óxidos de nitrógeno y en menor medida en monóxido y bióxido de carbono, y su consumo está concentrado en las industrias del cobre (30%), papel y celulosa (15%) y salitre (5%).

**Cuadro 20**  
**SECTOR INDUSTRIAL : EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS (\*)**  
**VALOR AGREGADO Y CONSUMO DE ENERGÉTICO**

	PARTICULAS (PART)	ANHIDRIDO SULFUROSO (SO2)	OXIDO DE NITRÓGENO (NOX)	HIDRO CARBUROS (HC)	MONÓXIDO CARBONO (CO)	BÍOXIDO CARBONO (CO2)	CONSUMO TOTAL (MIL BEP)	VALOR AGREGADO EN MILLONES (US\$80)
1975	23289	3859	15013	1395	1750	5516	20491	6514,9
1980	38390	4759	20137	2196	2612	7057	26901	9073,1
1985	48759	5423	22272	2627	3125	7534	26659	9123,5
1990	51515	6582	26246	2865	3482	9189	28525	12222

(\*) En toneladas y miles de toneladas para el CO2

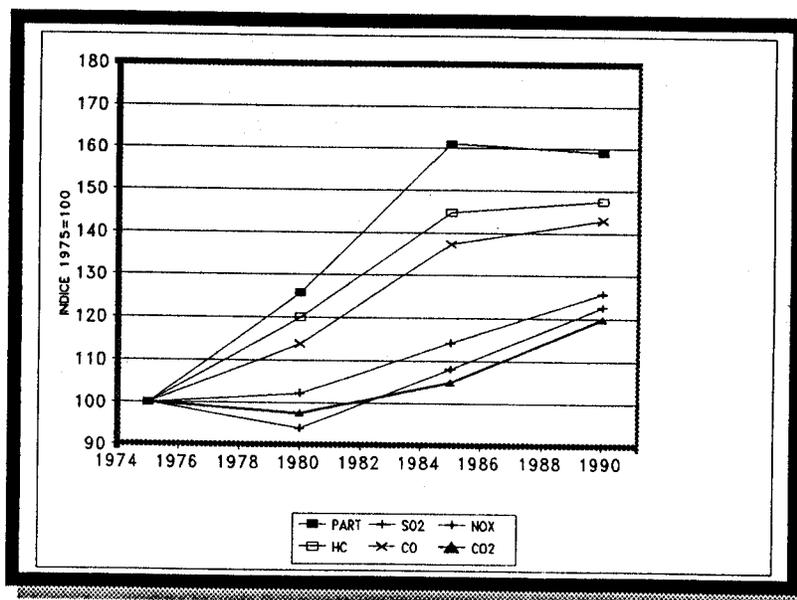
EMISIONES POR UNIDAD DE CONSUMO (INDICE 1975=100)						
	(PART)	(SO2)	(NOX)	(HC)	(CO)	(CO2)
1975	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
1980	125,56	93,94	102,17	119,91	113,69	97,45
1985	160,92	108,02	114,03	144,75	137,26	104,98
1990	158,90	122,52	125,58	147,53	142,93	119,67

EMISIONES POR UNIDAD DE VALOR AGREGADO (INDICE 1975=100)						
	(PART)	(SO2)	(NOX)	(HC)	(CO)	(CO2)
1975	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
1980	118,36	88,55	96,31	113,03	107,17	91,86
1985	149,50	100,35	105,93	134,47	127,51	97,53
1990	117,91	90,92	93,19	109,48	106,06	88,80

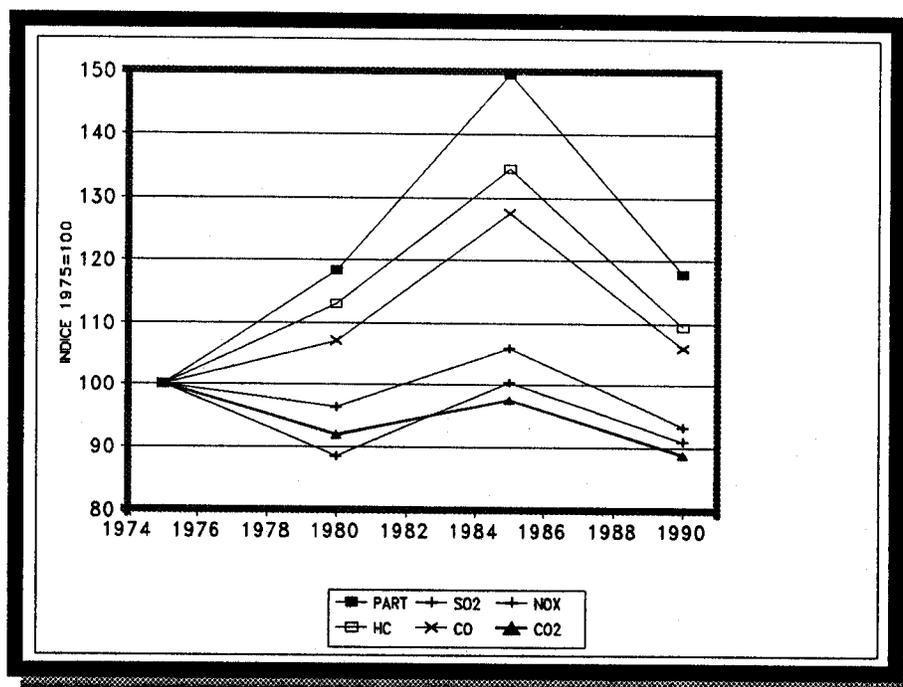
Fuente: Elaborado por CEPAL, basado en el SIEE de OLADE, 1994.

**Gráfico 9**  
**EVOLUCIÓN DE LOS INDICES DE EMISIÓN POR UNIDAD DE CONSUMO**



Fuente: Elaborado por CEPAL, basado en el SIEE de OLADE, 1994.

**Gráfico 10**  
**EVOLUCIÓN DE LOS ÍNDICES DE EMISIÓN**  
**POR UNIDAD DE VALOR AGREGADO**



Fuente: Elaborado por CEPAL, basado en el SIEE de OLADE, 1994.

**Cuadro 21**  
**EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO**  
**POR RAMA DEL SECTOR INDUSTRIAL (%)**

	1975	1980	1985	1990
Cobre	28.3	24.0	24.2	26.9
Papel	18.4	21.1	22.2	17.3
Siderurgia	12.4	12.1	10.0	9.0
Cemento	4.4	4.8	3.1	4.3
(Sub total)	63.5	62.0	59.5	57.5

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Balance de Energía 1973 - 1992, Santiago 1993.

Entre los factores que hacen tender los índices de emisión a la disminución:

- la fuerte penetración de la energía eléctrica, que triplicó su consumo total pasando de 1508 teracalorías en 1973 a 4400 en 1990.
- los cambios tecnológicos registrados en la industria del cobre, que aparte de mostrar una significativa reducción del consumo específico (consumo de energía por tonelada de producto)<sup>69</sup> implicaron un fuerte proceso de sustitución de combustibles, especialmente de fuel oil y carbón mineral por electricidad.

Sabido es que una de las causas del "smog" y de la lluvia ácida es la presencia de SO<sub>2</sub> combinado con el vapor de agua atmosférico. En este sentido, uno de los aspectos más sobresaliente del impacto provocado por el cambio tecnológico en la industria del cobre, es el efecto que tuvieron las emisiones de SO<sub>2</sub> de esta industria (en fundiciones y plantas de tostación) relacionado con la evolución de las emisiones de los últimos años. La eliminación de un horno de reverbero (calentado con combustible) y la incorporación de convertidores "Teniente", explican en gran medida la disminución en más del 15% del índice de emisión de SO<sub>2</sub> por unidad de consumo, que registró el sector industrial a partir de 1990.

### **3. Los Impactos de la Generación de Electricidad**

El crecimiento registrado por la generación de electricidad en Chile, fue uno de los más dinámicos de América Latina y El Caribe: creció al 6% promedio anual entre 1975 y 1990, resaltando el observado en los últimos ocho años, en que la generación total creció a más del 8% anual.

El impacto en la emisiones de contaminantes atmosféricos de tal crecimiento, está relacionado con la estructura del parque de generación del servicio público, con la composición de la generación térmica y la evolución de la autogeneración en las ramas energo-intensivas.

En el Cuadro 22 y gráfico 11 aparece reflejada la importancia histórica de la participación de la generación hidráulica en el total: ha ido creciendo a lo largo del tiempo hasta alcanzar el 78% en 1987, luego disminuye drásticamente a alrededor del 50% en el período 1988-1990 como consecuencia de la fuerte sequía, y repunta hasta el 85% en la actualidad. En este mismo cuadro y gráfico respectivamente, se puede observar que la tendencia de las emisiones de CO<sub>2</sub>/GWh, acompaña a la mayor o menor participación de la hidroelectricidad en la composición de la generación eléctrica.

En cuanto al resto de contaminantes (véase Cuadro 23 y gráfico 12), la evolución de los índices específicos de emisión muestra una tendencia oscilantes debido a lo ya indicado respecto de la hidroelectricidad, y:

- la mayor participación sistemática del carbón mineral como insumo de la generación térmica, que pasa de representar el 24.5% en 1975 a un máximo de 70.3% en 1990<sup>70</sup>. Este constante

aumento del consumo de carbón, produjo el aumento en las emisiones específicas de partículas y de anhídrido sulfuroso, por cuanto este combustible presenta los coeficientes más importantes de emisión de estos contaminantes: 20 y 9 kg/tonelada respectivamente.

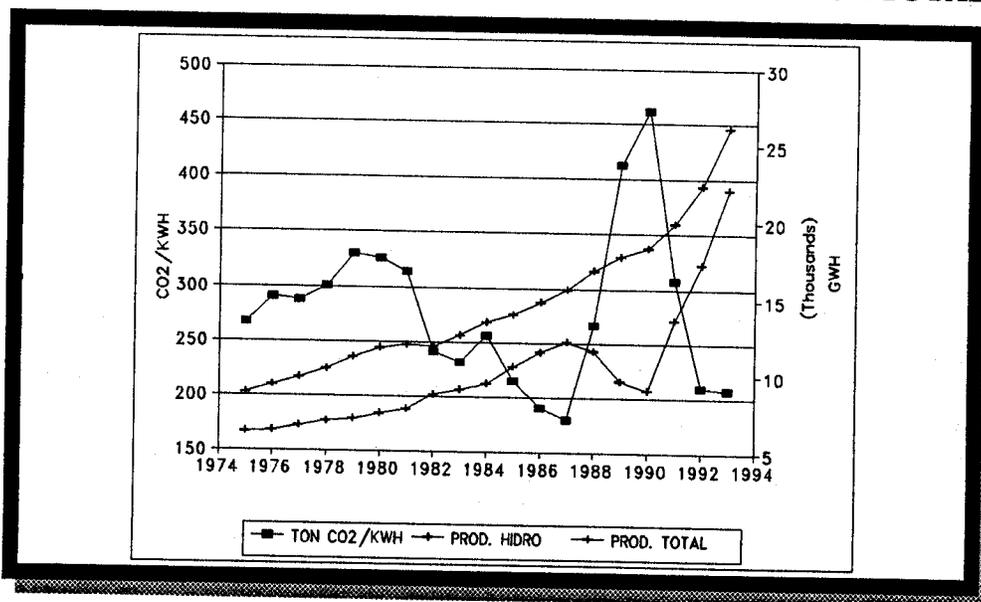
- ➔ el aumento de la autogeneración, que produjo un incremento del consumo de carbón mineral y de leña y residuos. En este caso adquiere una particular importancia la industria del papel y celulosa: en las emisiones de partículas la leña y residuos tienen un coeficiente de emisiones específicas de 18.7 kg de partículas por tonelada de combustible.

**Cuadro 22**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL DE LA PRODUCCIÓN Y EMISIONES DE CO<sub>2</sub>/KWH TOTAL GENERADO**

<b>AÑOS</b>	<b>EMISIÓN CO<sub>2</sub>/GWH</b>	<b>PRODUCCIÓN HIDROELECTRICA (GWH)</b>	<b>PRODUCCIÓN TOTAL ELÉCTRICA (GWH)</b>	<b>PORCENTAJE HIDROELECTRICO</b>
1975	268	6175	8732	70,7
1976	291	6266	9276	67,6
1977	288	6629	9776	67,8
1978	301	6941	10360	67,0
1979	330	7064	11133	63,5
1980	326	7450	11751	63,4
1981	314	7717	11978	64,4
1982	241	8704	11871	73,3
1983	232	9049	12624	71,7
1984	257	9447	13497	70,0
1985	215	10568	14040	75,3
1986	191	11570	14820	78,1
1987	180	12275	15637	78,5
1988	267	11635	16914	68,8
1989	412	9675	17810	54,3
1990	462	9074	18372	49,4
1991	308	13689	19961	68,6
1992	210	17357	22362	77,6
1993	208	22138	26137	84,7

FUENTE: OLADE "Sistema De Información Económica-Energética" Versión Diciembre de 1994.

**Gráfico 11**  
**EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL**



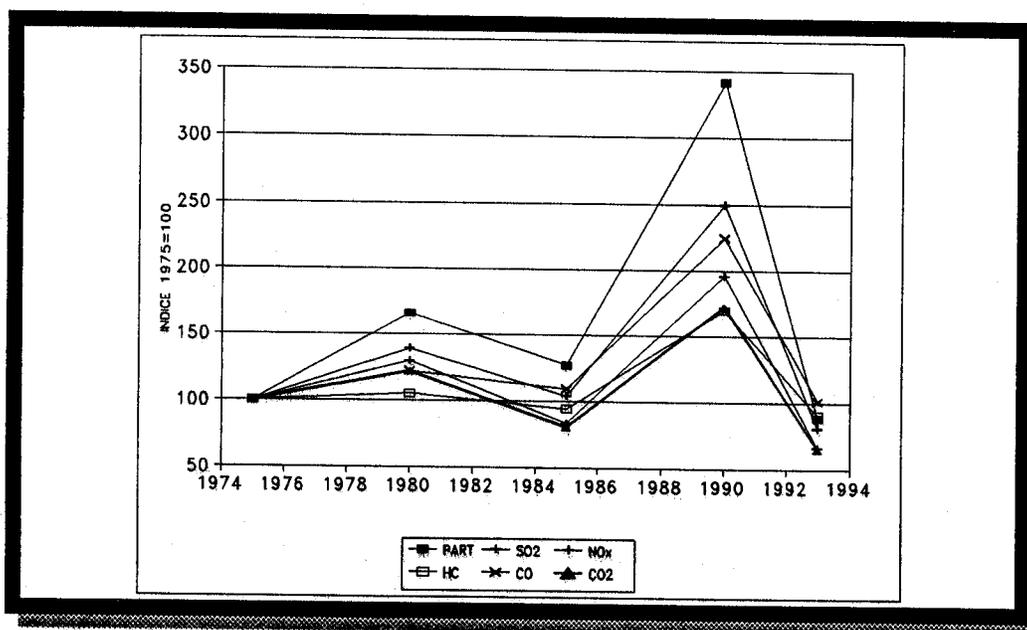
FUENTE: OLADE "Sistema De Informacion Economica-Energetica" Versión Diciembre de 1994.

**Cuadro 23**  
**EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

	(PART) (TN)	(SO <sub>2</sub> ) (TN)	(NO <sub>x</sub> ) (TN)	(HC) (TN)	(CO) (TN)	(CO <sub>2</sub> ) (MIL TN)	GENERAC. E.E. (GWH)
1975	6648	1994	6280	228	412	2342	8732
1980	14831	3726	10919	322	675	3825	11751
1985	13569	3320	8410	345	722	3012	14040
1990	47744	10470	25865	813	1945	8495	18372
1993	17600	4833	12488	617	1244	4547	26137
EMISIONES ESPECIFICAS (TON/KWH)							
	(PART)	(SO <sub>2</sub> )	(NO <sub>x</sub> )	(HC)	(CO)	(CO <sub>2</sub> ) (TN/GWH)	
1975	761	228	719	26	47	268	
1980	1262	317	929	27	57	326	
1985	966	236	599	25	51	215	
1990	2599	570	1408	44	106	462	
1993	673	185	478	24	48	174	
INDICE EMISIONES ESPECIFICAS. (1975=100)							
	(PART)	(SO <sub>2</sub> )	(NO <sub>x</sub> )	(HC)	(CO)	(CO <sub>2</sub> )	
1975	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
1980	165.8	138.9	129.2	104.9	121.7	121.4	
1985	126.9	103.6	83.3	94.1	109.0	80.0	
1990	341.3	249.6	195.8	169.5	224.4	172.4	
1993	88.4	81.0	66.4	90.4	100.9	64.9	

Fuente: CEPAL, en base a OLADE-SIEE versión diciembre de 1994

**Gráfico 12**  
**EVOLUCIÓN DE LOS ÍNDICES DE EMISIONES POR UNIDAD DE ENERGÍA**  
**GENERADA (1975=100)**



Fuente: CEPAL, en base a OLADE-SIEE versión diciembre de 1994

#### **4. La Política Ambiental a Partir de los años Noventa**

A partir de los años noventa, se asume en toda su magnitud el desafío medio ambiental. Al respecto un juicio objetivo debe indicar que hubo una evidente preocupación por darle al país un instrumento eficaz para regular los efectos medio ambientales inherentes al proceso de desarrollo productivo. En ese período se elabora la Ley Marco sobre Medio Ambiente, la cual establece la obligatoriedad de efectuar estudios sobre el impacto medio ambiental de los proyectos de desarrollo. En ese mismo periodo fue necesario adoptar decisiones sobre importantes proyectos, identificados con anterioridad a este período, como es el caso de la Central Hidroeléctrica Pangué. Tohá (1995) señala al respecto *"la autoridad tuvo que tomar acciones para determinar que la incorporación de los elementos medio ambientales era un proceso gradual y complejo, y que por ningún motivo este hecho podría inhibir el dinámico proceso de desarrollo económico que el país experimentaba. Por esa razón se apoyó la materialización de este proyecto, exigiéndose al mismo tiempo todas las precauciones que podrían ser implementadas, para llevar los riesgos medio ambientales a su mínima expresión. Los hechos demostraron que siendo esa la única alternativa disponible, era la mejor"*.

En este momento el país dispone de los instrumentos que permitirán determinar objetivamente el impacto ambiental de los diferentes proyectos, para que a la luz de ellos se tomen las decisiones que permitan compatibilizar desarrollo con el necesario proceso de preservación del medio ambiente.

La Constitución Política del Estado de Chile, consagra el derecho de todo ciudadano a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, señalando igualmente que la ley establece restricciones específicas al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente.

a) **La política energética y el medio ambiente**

Dentro del contexto de la política energética que el país ha venido aplicando a partir de 1990, el capítulo relativo a su relación con el medio ambiente ha cobrado una creciente relevancia.

En la explicación sobre la política energética<sup>71</sup> realizada en el Senado de la República en junio de 1992, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía señaló como uno de los objetivos centrales de dicha política : "*Asegurar una oferta energética oportuna, eficiente, flexible, social y ambientalmente sustentable*".

En esa misma intervención, más adelante se señala : "*Esta política debe ser socialmente sustentable, lo cual significa que sus beneficios deben ser crecientemente equitativos y debe haber una preocupación muy fuerte por su impacto ambiental*".

Por otra parte el Gobierno en su conjunto estableció desde 1990 un amplio debate con participación de todos los sectores involucrados directa o indirectamente con el tema a fin de lograr en forma consensual los criterios que debe regir una política de estado sobre esta materia. Los aspectos más relevantes de avances concretos en los últimos años se sintetizan en:

i) **Norma legal**. En febrero de 1994 el Congreso Nacional aprobó y el Ejecutivo Promulgó la Ley Marco de Bases del Medio Ambiente. En esencia dicho cuerpo legal tiene los siguientes objetivos centrales:

- Dar nueva expresión legal y práctica a la norma constitucional que asegura a las personas el derecho a vivir en un ambiente sin contaminación.
- Dicha ley establece igualmente un ordenamiento institucional de carácter nacional, estableciendo la Comisión Nacional del Medio Ambiente, CONAMA, la cual presidida por el Ministro Secretario General de la Presidencia, de carácter interministerial y con expresión regional, pasa a ser la entidad rectora sobre la materia.
- La Ley igualmente establece los instrumentos concretos para una eficiente gestión ambiental, lo que permite además una apropiada protección de los recursos naturales.
- Al disponer de un cuerpo legal general, toda la legislación ambiental, pasa a encontrar en él su instancia de referencia obligada.
- La Ley sobre el medio ambiente establece que los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

Para dicho efecto deberán presentar Declaraciones o Estudios de Impacto Ambiental, según sea el caso.

- En su artículo 11, la Ley define las 16 actividades o categorías de proyectos en las que es exigible la presentación de una evolución de impacto ambiental. Dichas categorías son 16, de las cuales 6 corresponden directamente al sector energía.

En la actualidad están en elaboración, en una acción coordinada entre la Comisión Nacional del Medio Ambiente y los órganos sectoriales correspondientes, la elaboración y dictación de los reglamentos específicos, con lo cual toda la normativa habrá entrado en pleno vigor.

**ii) Coordinación Institucional.** La Comisión Nacional de Energía es regida por un Consejo de 7 Ministros, del cual forma parte el Ministro Secretario General de la Presidencia, el cual a su vez preside la Comisión Nacional del Medio Ambiente. Este mecanismo asegura la necesaria coordinación respecto al examen de los principales proyectos energéticos, al máximo nivel.

A su vez para la preparación de los reglamentos específicos relativos al área energética se ha establecido un programa conjunto entre ambas Comisiones Nacionales.

Igualmente se ha determinado que los proyectos más relevantes de tipo energético, previo a su evaluación técnico-económica por parte de la Comisión Nacional de Energía, deberán ser sometidos a las evaluaciones de las Comisiones Regionales (COREMAS) o Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), según sea el caso.

La Comisión Nacional de Energía estableció igualmente en el año 1992 una Unidad del Medio Ambiente, la cual tiene como función central la coordinación de las actividades de la Comisión con otras instancias institucionales, agentes económicos y entidades no gubernamentales. Actualmente, esta unidad está desarrollando la metodología de Evaluación del Impacto Ambiental de los proyectos energéticos.

Especial importancia tiene la gran adhesión que la actual política medio ambiental tiene de parte de los sectores productivos. De hecho dichos sectores tuvieron una decisiva participación en el perfeccionamiento del Proyecto de Ley sobre el Medio Ambiente. Igualmente, es destacable observar como las principales empresas del país han ido constituyendo progresivamente unidades medio ambientales.

A nivel de la Región Metropolitana, por su gran concentración de problemas ambientales, se constituyó en 1990, la Comisión Especial de Descontaminación de la Región Metropolitana, a la cual le ha cabido un papel esencial en las iniciativas que ya se están desarrollando en la Región.

#### **b) La gestión energética y el medio ambiente**

Existiendo una gran voluntad política en el país para enfrentar integralmente este gran desafío, y creados los instrumentos legales e institucionales necesarios, cabe ahora revisar en concreto cuales

son las acciones que se han desarrollado a nivel del sector energía. En términos de política, los aspectos centrales al respecto se relacionan con promover la incorporación de energéticos no disponibles en el país y que introducen mejoras netas en la gestión energética desde el punto de vista ambiental, dado la calidad de los mismos. Al respecto cabe destacar cuatro iniciativas centrales:

- La primera de ellas se refiere al gran esfuerzo realizado en los últimos años por promover sistemáticamente las implantaciones de soluciones no convencionales en localidades apartadas, sobre todo en forma de energía solar y energía eólica. Al respecto la Comisión Nacional de Energía estableció en 1991 el "Comité para la Energización Rural", el cual ha tenido un eficaz desempeño al generar las condiciones para el actual Programa de Electrificación Rural, que es uno de los principales instrumentos del actual programa para la superación de la pobreza.
- La iniciativa legal que permitió elaborar un Proyecto de Ley para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos, la cual se encuentra en su último trámite legislativo, permitirá aprovechar comercialmente esta nueva fuente energética en un futuro próximo.
- Los acuerdos de integración gasífera con Argentina y Bolivia, han hecho posible el desarrollo de Proyectos de Importación de Gas Natural de ambos países. Lo anterior tendrá un decisivo impacto ambiental, al desplazar combustibles contaminantes como petróleo industrial, diesel, carbón y leña.
- Igualmente habría un importante impacto favorable sobre un recurso natural renovable de tanta importancia como el bosque natural, al disminuir la presión por cosecha de leña en la región centro-sur del país.
- El Programa de Uso Eficiente de la Energía implantado por la Comisión Nacional de Energía, se propuso como meta lograr hasta el año 2000 un ahorro neto de un 10% sobre los consumos de energía observados en 1990. Dicho Programa, principalmente por los logros alcanzados en el área del alumbrado público ya ha logrado ahorrar del orden de 20 MW.

Por otra parte, en el área de hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía en coordinación con la Empresa Nacional del Petróleo, han logrado implementar en 1992 y 1993, importantes proyectos de inversión, tendientes a la producción, tanto de petróleo diesel con un máximo contenido de azufre como de gasolina sin plomo, los cuales están abasteciendo el mercado de acuerdo con los crecientes parámetros sobre emisiones que progresivamente están en aplicación por parte de la autoridad y que deberán culminar en el año 1997.

A su vez, en lo relativo a desarrollo hidroeléctrico la Comisión Nacional de Energía está dando los primeros pasos para desarrollar un estudio encaminado al establecimiento de una metodología para la evaluación del impacto ambiental. En lo esencial dicha proposición contiene en el Plan Indicativo de Obras, los siguientes criterios:

- Introducir y sistematizar el tratamiento de aspectos sociales y ambientales.

- Mantener las acciones sociales y ambientales relevantes en relación a los proyectos.
- Conocer los costos y beneficios sociales y ambientales asociados a los proyectos.
- Obtener recursos de otros sectores, para el aprovechamiento múltiple de las obras y servicios ejecutados por el sector eléctrico.
- Incentivar la difusión y participación ciudadana, para definir proyectos que respondan mejor a los intereses de la sociedad.

## **B. EL PROGRAMA DE DESCONTAMINACIÓN DE LA REGIÓN METROPOLITANA**<sup>72</sup>

### **1. El diagnóstico**

Santiago es la ciudad más poblada de Chile con cerca de cinco millones de habitantes, reúne al 40% de la población del país. Ubicada a 500 metros de altura sobre el nivel del mar, en un valle cerrado por grandes cadenas montañosas, se extiende sobre una superficie cercana a las cien mil hectáreas.

Estas dos características contribuyen, por una parte, a dificultar la dispersión natural de las emisiones en la atmósfera y, por otra, a aumentar las emisiones de polvo en suspensión.

Santiago se encuentra ubicado en una zona de gran estabilidad, caracterizada por:

- Baja velocidad, turbulencia y frecuencia de vientos,
- Constante presencia de una inversión térmica de altura
- Frecuente aparición en los meses de invierno de inversiones térmicas radiactivas de superficie.
- Períodos de bajas precipitaciones en invierno.

Estos factores climáticos provocan una pésima dispersión y difusión de los contaminantes emitidos a la atmósfera por las distintas actividades productivas que coexisten en la ciudad.

Esta situación, que además es común para toda la macro zona central de Chile, determina que la ciudad presente niveles de concentración de contaminantes atmosféricos inusualmente altos en ciertas épocas del año para una ciudad con los niveles de emisión de la capital. En otras palabras, ciudades de países desarrollados, con mayores emisiones de sus actividades productivas, poseen una calidad de aire superior a la existente en Santiago.

La diferencia está en un clima y una topografía de la capital, que son adversos para la dispersión natural de las emisiones contaminantes.

Lo anterior implica que descontaminar el aire de Santiago requiere de inversiones y esfuerzos proporcionalmente mayores a los realizados en ciudades de otras latitudes. A la situación

geográfica meteorológica especial, se suma la generación de contaminantes por las actividades humanas que tienen lugar en la ciudad.

Actualmente se emiten a la atmósfera de la Región Metropolitana cerca de 340 mil toneladas anuales de contaminantes provenientes de la combustión del transportes, las industrias, las residencias y del polvo originados en las calles sin pavimentar.

La calidad del aire de Santiago se ve así afectada por contaminantes gaseosos y, principalmente, por altas concentraciones de Partículas Totales en Suspensión, las cuales superan, en ocasiones, las normas de calidad del aire, especialmente durante los meses de invierno.

Así, con 2 mil industrias y más de 500 mil vehículos, la ciudad de Santiago está altamente contaminada. Durante los últimos 10 años las principales fuentes emisoras de contaminantes han crecido más que el Producto Geográfico Bruto. El parque automotriz ha crecido a un ritmo de un 12% anual. En la actualidad alcanza más 550.000 unidades. El consumo de energía eléctrica ha aumentado anualmente a un ritmo cercano al 8%. A este aumento acelerado de las emisiones, se agrega una escasa planificación en el crecimiento y desarrollo de las áreas urbanas, lo que ha provocado una extensión excesiva de la ciudad.

En el siguiente cuadro se presenta la importancia relativa de los sectores en los principales contaminantes.

**Cuadro 24**  
**LOS PRINCIPALES CONTAMINANTES Y SU ORIGEN**  
**(En Porcentaje)**

Principales Contaminantes	Monóxido de Carbono	Oxidos de Azufre	Oxido de Nitrógeno	Compuesto Orgánico Volátiles	Partículas Totales en Suspensión	Partículas Respirables (PM10)
Residencias y otros	9	5	2	23	7	2
Industria	10	82	8	29	20	6
Vehículos a Gasolina	79	9	59	44	5	6
Vehículos Diesel	2	4	31	4	19	71
Polvo Natural					49	15

Fuente: CONAMA, Programa de Descontaminación de la Región Metropolitana. Documento elaborado por la Secretaría Técnica de la Comisión de Descontaminación de la Región Metropolitana, Santiago 1993.

## 2. Las Normas de Calidad de Aire

Las normas chilenas de Calidad del Aire, similares a las implementadas en otras zonas de la región, y pueden ser caracterizadas en el siguiente Cuadro:

**Cuadro 25**  
**NORMAS CHILENAS DE CALIDAD DE AIRE**

	1 Hr	8 Hrs (1)	24 Hrs (1)	1 Año (1)
<b>Partículas en suspensión (PTS)</b>			260	75 (2)
<b>Fracción respirable (PM10) (3)</b>			150	50 (4)
<b>Dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) (5)</b>			365	80
<b>Monóxido de Carbono</b>	40000	10000		
<b>Oxidante fotoquímico (O<sub>3</sub>)</b>	160			
<b>Dióxido de nitrógeno</b>			100	

**Nota :** Todas las concentraciones en microgramas por m<sup>3</sup> (ug/m<sup>3</sup>) (1) No deben sobrepasarse más de una vez por año (2) Promedio geométrico (3) No es norma oficial chilena. Partícula de menos de 10 micrones. Norma federal EPA. (4) Promedio aritmético

**Fuente:** CONAMA, Programa de Descontaminación de la Región Metropolitana. Documento elaborado por la Secretaría Técnica de la Comisión de Descontaminación de la Región Metropolitana, Santiago 1993.

En Santiago se superan las normas de los siguientes contaminantes:

- **Monóxido de Carbono (CO):** en los meses de Mayo a Septiembre. Los índices más altos se producen dos veces al día, entre las 8 y las 10 de la mañana y entre las 19 y las 21 horas. Ambos períodos coinciden con las horas de mayor tránsito vehicular.
- **Oxidante fotoquímicos (O<sub>3</sub> principalmente):** entre Diciembre y Marzo. Este es un contaminante secundario producido por la reacción de óxido de nitrógeno y compuesto orgánico volátiles ante la presencia de la luz solar.
- **Partículas Totales en Suspensión (PTS),** entre los meses de Mayo a Septiembre.
- **La Fracción Respirable del material particulado (PM: menor de 10 micrones)** de las Partículas Totales en Suspensión, también entre Mayo y Septiembre. De este contaminante sólo se tienen mediciones en los últimos tres años.

- ➔ **Dióxido de azufre y nitrógeno:** La norma se supera sólo en casos muy puntuales. Debe ser controlado, porque es precursor de la formación de oxidantes fotoquímicos, igual que los compuestos orgánicos volátiles.

De todos estos contaminantes el más crítico es el material particulado respirable (PM10), que sobrepasa la norma más de cinco meses al año. La fuente de este contaminante son los vehículos diesel (locomoción colectiva y camiones), cuyas emisiones son más tóxicas que las del polvo natural.

Al analizar el cuadro de origen de las partículas respirables, pareciera, a primera vista, que la influencia de los vehículos diesel sobre el total de emisiones de Partículas Totales en Suspensión (PTS), no fuera relevante (19%). Pero, esto no es así, ya que las partículas de los motores diesel son menores a 1 micrón y presentan bajas densidades, siendo, por lo tanto, muy livianas, lo que las hace permanecer largo tiempo en suspensión. Esto produce un aumento en la concentración de contaminantes cuando la atmósfera no presenta características favorables para la dispersión natural (viento), lo que genera un crecimiento de los índices de contaminación por sobre la norma.

### **3. Los tres niveles del plan**

#### **a) El plan maestro**

El Plan Maestro define las políticas y acciones globales que enmarcan el programa de descontaminación de Santiago. Comenzó a desarrollarse en 1990 y sus resultados se advertirán plenamente en los próximos años.

#### **b) El programa de emergencia de descontaminación atmosférica**

El Programa de Emergencia se ejecuta desde 1990, en los meses de Mayo y Agosto, para disminuir puntual y transitoriamente los niveles de emisión de las distintas fuentes y evitar daños a la salud durante episodios de alta contaminación atmosférica. Sus medidas no son permanentes y su aplicación debería ser cada vez menos frecuentemente, a medida que el Plan Maestro dé resultados.

#### **c) Las acciones inmediatas**

Estas acciones se desarrollaron en los primeros años de funcionamiento de la Comisión y motivaron a las actividades emisoras de contaminantes a tomar medidas de reducción. Las recomendaciones a la ciudadanía para que colabore en la campaña de descontaminación son de aplicación permanente.

#### 4. El programa de emergencia

Junto al Plan Maestro, cuyas medidas se han ido cumpliendo en los últimos tres años y cuyos resultados deben alcanzarse en el mediano plazo, existe un Programa de Emergencia que incluye acciones especiales para disminuir rápidamente los niveles de contaminación en aquellas situaciones en que se exceden las normas y se afecta la salud de la población.

Este programa se aplica con menor frecuencia a medida que se implementan las acciones definitivas. Su ejecución se realiza en función directa de los niveles de contaminación de gases y del material particulado respirable que registra la ciudad y apunta a disminuir los riesgos para la salud de los grupos más expuestos que representan las altas concentraciones diarias de contaminación, las que pueden ser apreciadas en el cuadro 26.

**Cuadro 26**  
**INDICE DE PARTICULAS RESPIRABLES**

INDICE	CO <sup>2</sup>	SO <sup>2</sup>	NO <sup>2</sup>	O	PARTICULAS RESPIRABLES	CALIFICACIÓN
-100	0	0	0	0	0	Bueno
101-200	9	365	470	160	150	Regular
201-300	19	929	1290	470	195	Malo
301-400	30	1493	2110	780	240	Crítico
401-500	404	2056	2930	1090	285	Peligroso
501 6 +	50	2620	3750	1400	330	

Nota : - Los valores indicados son el inicio de cada tramo de calidad  
 - Todos los valores en ug/m , salvo CO que están en partes por millón (ppm).  
 - Las concentraciones de CO son para un periodo de 8 hrs; 24 hrs. para SO<sup>2</sup> y partículas Y; 1 hr para NO<sup>2</sup> y O .

uente: Resolución 369 de 12-04 del Ministerio de Salud.  
 Emergency Episode Plans and Episode Action Plans, EPA.

El Programa de Emergencia ha entregado en acción cuando los índices o estimadores de calidad del aire (para el caso de partículas respirables), sobrepasan los niveles de "riesgo" indicados. En algunos casos, las medidas han sido diferidas en función de las condiciones climáticas imperantes, dado que en la concentración de contaminantes actúan las emisiones y las características meteorológicas presentes en la cuenca (potencia, temperatura y magnitud de la capa de inversión, velocidad de vientos, pronóstico para días siguientes, probabilidad de lluvia, temperatura de la atmósfera, etc).

El Programa de Emergencia es decidido entre Servicio de Salud Metropolitana del Ambiente (SESMA), la Secretaría Ministerial de Transportes y la Secretaría Técnica de la CERDM. Estos organismos evalúan los índices de contaminación entregados por la red de monitoreo y el pronóstico meteorológico. La decisión es comunicada a través de los medios de comunicación con un día de anticipación.

Las acciones preventivas que se han adoptado desde 1990 a la fecha al inicio de la época de otoño y han consistido en :

- Prohibición de encendido de chimeneas de hogar abierto para viviendas y establecimientos públicos.
- Plan de lavado de calles.
- Restricción de circulación de 20% de la locomoción colectiva y vehículos particulares.

El Programa de Emergencia tiene como único fin reducir rápidamente la emisión de contaminantes cuando éstos alcanzan niveles críticos y peligrosos. Consiste, fundamentalmente, en una paralización de las fuentes más contaminantes.

#### **5. Los avances en la descontaminación atmosférica de Santiago y las acciones realizadas**

A tres años de la creación de la CEDRM, los resultados pueden considerarse satisfactorios:

- Se sensibilizó a la opinión pública acerca de la contaminación y se logró su participación activa en las soluciones del problema.
- Se dictaron normas, reglamentos, decretos, proyectos de ley e instrumentos para el control de emisiones en los distintos tipos de fuentes.
- Aumentó la fiscalización y el control de emisiones.
- Se canalizaron programas de ayuda extranjera para suplementar la red de monitoreo y mejorar el control de emisiones.
- Se materializaron inversiones para reducir emisiones de las grandes fuentes fijas de la Región Metropolitana.
- Se ha dotado al Estado de la capacidad técnica, legal y de infraestructura para controlar, regular y certificar las emisiones contaminantes de los distintos tipos de fuentes.

En cuanto a las acciones realizadas:

a) **Monitoreo**

- Se complementó la Red MACAM con la puesta en operación de nuevos medidores de gases y Partículas. Mediante un Convenio de Cooperación con Suecia, se puso en funciones un equipo TEOM, que mide contaminantes en tiempo real.
- Se adquirieron dos estaciones monitoras móviles de calidad del aire, las que entraron en uso en 1993 y permiten cubrir zonas en las cuales no había monitoreo.
- Con todas estas acciones, se logró aumentar en más de un 50% el monitoreo atmosférico de Santiago.

b) **Fuentes fijas**

- Se actualizó el Inventario de Emisiones Atmosféricas que permiten conocer en detalle las emisiones de las fuentes fijas para poder controlarlas de acuerdo a las nuevas normas.
- Se establecieron normas de emisión a fuentes estacionarias puntuales y grupales que emiten menos de una ton/hora de material particulado en la Región Metropolitana. El Decreto fijó en 112 mg/g<sup>3</sup> la norma de emisión y su fiscalización comenzó en 1993 (Decreto Supremo N° 4 del Ministerio de Salud, de 1992).

Para fiscalizar esta norma se creó un Programa Especial de Control de Emisiones de Fuentes Fijas (PROCEFF), dotado de recursos humanos y técnicos, que se sumó al control que realiza el Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA).

El programa de control permitió rebajar en 3 años de 45.7% a 4.6% el porcentaje de procesos industriales y calderas que superaban la norma de emisión.

- Se reglamentó el funcionamiento de fuentes emisoras de anhídrido sulfuroso y material particulado en todo el territorio nacional. (Decreto Supremo N° 185 del Ministerio de Minería, 1991).

El Decreto 185 estableció normas de concentraciones ambientales máximas permisibles para ambos contaminantes y zonificó el país en áreas "no saturadas" y "latentes", según si superaban o no las normas de calidad del aire.

La Región Metropolitana fue considerada una zona "saturada" de emisiones de material particulado respirable, lo que obligó a dictar un decreto complementario para regular la emisión de este contaminante (el DS N° 4 de Ministerio de Salud, ya explicado).

- Se logró que grandes fuentes (sectores) de la Región Metropolitana hicieran inversiones que significaron rebajas sustantivas de sus emisiones.

**c) Fuentes móviles**

- Se aprobó en el Congreso el proyecto de reforma a la Ley del Tránsito, que restituyó facultades fiscalizadoras y normativas al Ministerio de Transporte. Con estas nuevas atribuciones, el Ministerio pudo implementar las medidas establecidas en el Plan de Descontaminación.
- Se redujo paulatinamente el límite de opacidad en la revisión técnica a vehículos diesel que prestan servicio de locomoción colectiva. (Decreto Supremo N° 149 del MINTRATEL del 24 de Julio de 1991). Los límites de opacidad para taxibuses y microbuses fueron rebajados a la mitad en un plazo de tres años y serán reducidos aún más, a contar de 1994.
- Se limitó a 12 años la antigüedad de los buses y a 10 la de los taxibuses que pueden ingresar a la zona céntrica de la ciudad. (Decreto Supremo N° 145 del 19 de Julio de 1991).
- Se determinó un calendario de retiro de vehículos anteriores a 1970 que prestan servicio de locomoción colectiva en Santiago y se fijaron límites de obsolescencia del material rodante que cumple este servicio (Ley 19040).
- Se estableció una nueva norma de emisión para vehículos livianos nuevos o importados o fabricados en Chile, que ingresen a las regiones V, VI y Metropolitana, después del 1° de Septiembre de 1992. En la práctica, obligó a la producción o importación sólo de vehículos provistos de equipos descontaminantes que permitieran cumplir la norma de emisión y a la producción, venta y distribución de gasolina sin plomo. (Decreto Supremo N° 211 de 1991 del Ministerio de Transporte).
- Mejoramiento de la operación y control permanente de las plantas de revisión técnica. En 1991 se destinaron 28 800 horas/hombre a esta labor y se detectaron irregularidades en 3 plantas, sancionándolas con 30 días de suspensión.

En el segundo trimestre de 1993 fue creado un Departamento de Fiscalización de MINTRATEL, encargado, entre otras materias, de controlar el sistema de regulación del transporte público (licitación de recorridos) y el funcionamiento de las plantas de revisión técnica. Junto con este Departamento funciona un Programa de Control de Fuentes Móviles, que fiscalizan las normas de emisión de los vehículos en la vía pública.

Durante 1993 se construye una planta de revisión técnica de segunda instancia, conocida como Superplanta, que permitirá controlar el funcionamiento de las plantas privadas de revisión y hará más expedito el control y retiro de vehículos contaminantes en la vía pública.

- Control de emisiones de vehículos diesel y gasolineros en la vía pública. En 1991 se retiraron temporalmente de circulación a 5 000 microbuses y taxibuses y a 1 600 automóviles por exceder emisiones de opacidad. El control ha tenido un fuerte impulso a contar de 1993 con la entrada en operaciones del Departamento de Fiscalización de MINTRATEL.

- ➔ Fue enviado al Congreso Nacional en 1991, un Proyecto de ley para prohibir la importación de motores, partes y piezas usadas para ser utilizadas en el transporte público.
- ➔ El Ministerio de Transporte estableció un Registro Nacional en el que fueron empadronados todos los vehículos que prestan servicios de transporte público, incluido taxis y taxis colectivos. Al mismo tiempo, aumentó las exigencias de cilindrada y antigüedad para operar y erradicó los paraderos de taxis colectivos de la Alameda Bernardo O'Higgins.
- ➔ MINTRATEL estableció un sistema de licitación de recorrido de locomoción colectiva para regular el transporte público.
- ➔ MINTRATEL, con la colaboración de la Municipalidad de Santiago y Carabineros de Chile, impuso el sistema de paradas diferidas para la locomoción colectiva en el tramo céntrico de la Alameda Bernardo O'Higgins.
- ➔ Se optimizó la operación del Metro. Comenzó el servicio de Metro-Tren y Metro-Bus hacia Rancagua y sectores rurales del sur, norte y poniente de Santiago.
- ➔ El Gobierno decidió la construcción de la línea 5 del Metro hacia La Florida.
- ➔ La Comisión Nacional de Energía ejecutó investigación de calidad del petróleo y estudio de tecnologías descontaminantes en taxis. Programa de retrofitting con convertidores catalíticos de dos vías y aditivos se realizó en taxis durante seis meses en 1991. Los resultados revelaron desiguales disminuciones y reducciones poco significativas de emisiones de gases.
- ➔ Se fomentó el uso de la bicicleta. Se puso en marcha un plan piloto de ciclovías y ciclometro en la Comuna de Estación Central.
- ➔ La Municipalidad de Santiago reubicó parquímetros, habilitaron estacionamientos de taxis, estableció un nuevo horario de carga y descarga y de recolección de basura en el centro de la ciudad.

**d) Emisiones residenciales**

- ➔ El Ministerio de Salud prohibió el funcionamiento de chimeneas de hogar abierto en forma permanente en Santiago.

**e) Fuentes fugitivas**

- ➔ El Ministerio de Agricultura prohibió la ejecución de quemas agrícolas en la Región Metropolitana y la provincia de Cachapoal de la VI Región, entre el 1° de Mayo y el 31 de Agosto de cada año. Se aplicó control aéreo y terrestre de estas emisiones a partir de 1993.

- Desde 1990 se realizaron lavados nocturnos de calles pavimentadas con mayor circulación vehicular durante el período invernal en las comunas de Santiago, Providencia y Las Condes. En 1993, la Intendencia Metropolitana adquirió vehículos especiales para ampliar este programa.
- El Ministerio de Transporte y Vivienda establecieron prohibición de transportar áridos en camiones descubiertos.

**f) Energía**

- Se mejoró la calidad de los combustibles. La Empresa Nacional del Petróleo dispuso de abastecimiento de gasolina sin plomo desde 1992, y produce petróleo con menor porcentaje de azufre desde el segundo semestre de 1993.
- Se fiscalizó el cumplimiento de las normas de calidad de combustible en redes de distribución y venta por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Se ha promovido el proyecto de traer gas natural a la Región Metropolitana para utilización en la industria, hogares y en vehículos.

**g) Polvo en suspensión**

- El Ministerio de Vivienda y Urbanismo ha pavimentado 450 Km. de calles de tierra para disminuir emisiones de polvo en suspensión.
- MINVU ha entregado ocho parques y áreas verdes en comunas populares de la Región Metropolitana. La Municipalidad de Santiago ha levantado el Parque de Los Reyes.

**h) Difusión y educación ambiental**

- Se realizaron dos campañas de publicidad de la CEDRM en 1990 y 1993 destinadas a comprometer a la gente en el combate a la contaminación.
- Se organizaron entidades integradas por grupos ambientalistas, que respaldan, proponen y activan medidas de descontaminación.
- Se crearon Oficinas de Información Ambiental en las 51 Municipalidades de la Región Metropolitana, con la misión de informar a la comunidad y recibir sus propuestas.
- Se efectuaron seminarios y cursos de capacitación ambiental dirigidos a funcionarios municipales.

- Se alentó la firma de convenios para que los municipios asumieran en forma creciente las tareas de control ambiental.
- Se elaboraron cartillas de información ambiental sobre temas como prevención de cólera, ahorro de combustible, uso de leña y clasificación de equipos de calefacción domiciliaria, uso de vehículos diesel y gasolineros, ahorro de energía, etc.

## **6. Principales resultados**

### **a) Disminución lenta pero sostenida de los períodos críticos**

El Positivo desarrollo del Plan Maestro se refleja en la disminución de la concentración diaria de contaminantes atmosféricos medida en la Red de Monitoreo MACAM. La medida anual de material particulado ha venido cayendo sostenidamente desde 1990 a la fecha.

Al mismo tiempo, aunque no son un parámetro certero para evaluar el aumento o baja de la contaminación, ya que los episodios de contaminación pueden concentrarse en un número determinado de días en un año, independientemente de la concentración anual, la cantidad de aquéllos, en que el Índice de Calidad del Aire (ICA) ha sobrepasado los niveles del "riesgo" y "peligro" para la salud de la población, han disminuido desde 1989 a la fecha.

Esto significa una disminución lenta pero sostenida de los períodos de pre-emergencia.

- En 1989 se superó 30 veces la norma 300 y 11 veces la norma 500
- En 1990 se superó 24 veces la norma 300 y 4 veces la norma de 500
- En 1991 se superó 20 veces la norma 300 y 1 vez la norma de 500

### **b) Tendencias a la baja de los promedios de partículas respirables**

Los éxitos del Plan Maestro también se expresan en la tendencia a la baja de los índices promedio de material particulado respirable del en los primeros tres años de aplicación del Plan. En el año 1992 de emisión de material particulado se redujo en un 15%.

### **c) Otros indicadores**

Como resultado de las acciones emprendidas es muy probable que los indicadores de emisión relacionados con el PIB, la población y el consumo sectorial de energía hayan mejorado sensiblemente desde 1990 hasta la actualidad.

Aún cuando no se disponga de mediciones directas que relacionen los dos componentes de los indicadores, resulta claro que tanto en el sector transporte como en el industrial, las acciones implementadas debieron provocar una disminución relativamente importante de los contaminantes.

Esto se avalaría por las medidas realmente efectivizadas:

- en el caso del sector transporte, la introducción de la gasolina sin plomo y la mejora en el contenido de azufre del diesel oil, la restricción vehicular, las normas de importación de equipos del automotor pesado, así como la renovación del parque automotor de livianos.
- en el sector industrial, se redujo de 45.7% a 4.6% el porcentaje de procesos industriales y calderas que superaban las normas de emisión.

### **C. EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA <sup>73</sup>**

El desarrollo de las políticas y la institucionalidad requerida para impulsar el uso eficiente de la energía en Chile, en tanto que componente estratégica de la política energética, sólo se constituye en un tema relevante -o por lo menos, digno de atención- a partir de 1990; vale decir, 15 años después de los países que han adoptado la eficiencia energética como una política de Estado. Incluso, los recursos asignados al tema y la atención de las autoridades al mismo, confirman la escasa prioridad que éste tiene como opción estratégica de la política energética nacional.

La vinculación entre la insuficiente penetración de las tecnologías y prácticas de uso eficiente de energía en Chile, no debe inducir a pensar que éste es sólo un asunto del Gobierno, ya que el usuario es un actor de primera importancia en la difusión e introducción masiva de las tecnologías energéticamente eficientes y sin él dichas política pierden contenido.

Lo que si debe quedar claro es que el rol del Estado es liderar el proceso, eliminando las barreras que limitan el papel que juega el mercado en este campo y generando los mecanismos e incentivos que complementen y tornen eficaz al mercado en tanto asignador de los recursos de inversión en esta área.

#### **1. El programa de uso eficiente de la energía en Chile**

##### **a) Evolución de la filosofía oficial**

Durante los años 1973- 1990 el tema no constituyó una opción estratégica para la CNE ni para los organismos que definían la política económica (antes de 1973, el uso eficiente de la energía no constituía aún una preocupación generalizada a nivel internacional), lo que no implica que éste no haya sido mencionado en los documentos oficiales de la CNE<sup>74</sup>, donde se identifican los siguientes mecanismos para la conservación de energía:

- Política de precios que reflejen el verdadero costo de oportunidad de los distintos bienes y servicios energéticos.

- Ajustes institucionales y legales, que eliminen situaciones de excepción para las empresas estatales, y tiendan a la desconcentración, descentralización y privatización del sector energía.
- Coordinación de las grandes decisiones de inversión de las empresas estatales que intervienen en el sector, con criterio de máximo beneficio para la sociedad, y en el marco de subsidiariedad que le corresponde al Estado.
- Participación activa del Estado en la evaluación de recursos energéticos, cuando sus perspectivas de utilización lo justifican.
- Implementación de mecanismos de información sobre tecnologías y precios, que conduzcan descentralizadamente a un uso racional y eficiente de la energía.

A partir de 1990, se reconoce tanto la importancia del uso eficiente de la energía como el hecho que un sistema de precios reales es una condición necesaria pero no suficiente para materializar las potencialidades de mejoramiento reconocidas por los distintos actores involucrados.

Ello lleva a enfatizar un rol activo en la difusión del tema, en la educación de profesores de educación básica, en la promoción de cursos para el sector industrial y en la realización de diagnósticos en distintas áreas de la economía, como una manera de reducir las barreras derivadas del desconocimiento por parte de los usuarios respecto de la posibilidad de gestionar sus consumos de energía.

#### **b) Actividades realizadas en el campo del uso eficiente de la energía**

Los diferentes actores nacionales han realizado actividades en este campo, en función de los intereses de cada cual, sin que se pueda distinguir una línea orientadora o una coordinación en torno a un programa nacional. En 1990, la CNE inicia un conjunto de iniciativas destinadas a incorporar el tema del uso eficiente de la energía en la discusión pública y a superar algunas de las barreras que impiden la introducción del uso eficiente de la energía en el mercado; las universidades continúan sus líneas de trabajo o se inician en esta área, en base a recursos propios o demandas de la CNE y/o empresas industriales y mineras; y, por último, las empresas en que la energía representa un porcentaje significativo de sus costos llevan a cabo proyectos específicos.

Aún cuando no se dispone de información estadística al respecto, lo realizado por los distintos sectores permitiría afirmar que los recursos que se han destinado a la eficiencia energética serían insuficientes en función de las enormes potencialidades de mejoramiento que existen. Por otra parte, muchas de las actividades realizadas al nivel oficial o universitario se han financiado con fondos extranjeros provenientes de la cooperación internacional. Cabe preguntarse, en el caso que no se renueven los programas de cooperación en este campo, si el tema no terminaría por perder vigencia en la agenda gubernamental y si se destinarían los recursos necesarios, esta vez provenientes del erario nacional.

Las debilidades del "programa" no se reflejan tanto en lo exiguo de las actividades realizadas por los organismos públicos y los distintos grupos, sino que por la escasa o nula coordinación entre ellas, lo que es difícil que se produzca si no hay un programa que defina metas, orientaciones, áreas prioritarias, plazos, recursos, etc. La falta de un hilo conductor, por una parte, y de mecanismos de control y monitoreo, por la otra, impiden evaluar los resultados de lo hecho y/o adoptar cambios de orientación si los resultados han sido insatisfactorios<sup>75</sup>.

**c) Actividades de difusión, capacitación y asistencia técnica de la CNE**

Con el apoyo de la Comisión de las Comunidades Europeas<sup>76</sup> se montaron en la CNE los Programas CUREN (Conservación y Uso Racional de la Energía) y FUREC (Formación en Uso Racional de la Energía en Chile). Parte importante de las actividades realizadas se orientan a la sensibilización e información de la opinión pública y de algunos sectores usuarios. En el recuadro 6 se presenta una síntesis de las actividades de sensibilización.

Las actividades de asistencia técnica a los sectores usuarios fueron las siguientes:

➔ **Sector industrial**

16 diagnósticos energéticos  
Auditoría energética a la Empresa COPROSA  
Auditoría energética a Cementos Bio-Bío  
auditoría Energética a Cemento Melón

➔ **Sector minero**

Apoyo al Plan Maestro de Gestión Energética de CODELCO

➔ **Sector Público y Comercial**

Elaboración de diagnósticos energéticos  
Apoyo técnico al Ministerio de Obras Públicas

En el recuadro 7 se incluyen algunas áreas de Investigación y Desarrollo en que se está trabajando en el país y los grupos de investigación que tienen alguna presencia en dichas áreas.

**d) Realizaciones en el campo industrial y minero**

Una investigación realizada por el PRIEN<sup>77</sup>, destinada a identificar los procesos utilizados, los tipos de productos, los consumos específicos por producto, los proyectos futuros, etc, que cubrió prácticamente la totalidad de las principales empresas industriales y mineras, mostró que este sector no ha asignado al tema del uso eficiente de la energía una prioridad que se refleje en acciones concretas. Con la excepción de un par de grandes empresas industriales y mineras, el resto de las empresas no dispone de un equipo profesional estable que aborde el uso de la energía como tarea exclusiva o prioritaria.

**Recuadro 6**  
**CAMPAÑA DE SENSIBILIZACIÓN DE LA CNE**

**En 1990:**

Campaña de ahorro de energía, durante la guerra del Golfo. Esta campaña, básicamente a través de los medios de comunicación, estuvo destinada a promover el ahorro voluntario de energía y a reducir los horarios de funcionamiento de la televisión y la iluminación de los edificios. Ella condujo al establecimiento de un Fondo de Estabilización, este mecanismo tiene por objeto atenuar el impacto de las fluctuaciones bruscas de los precios del petróleo en el mercado mundial.

**En 1991:**

Cursos piloto para monitores de Educación Básica  
Distribución de videos, afiches y cartillas  
Convenios de Cooperación Internacional (CEE y GTZ)

**En 1992:**

Estudios de Diagnóstico en Eficiencia Energética:  
Pequeña y Mediana Industria  
Evaluación de medidas de mejoramiento de la eficiencia  
Servicios Públicos (Hospitales, Municipalidades)  
Programa Piloto Sector Textil  
Encuentros empresariales  
Cursos de Gestión de la Energía en el Sector Textil  
Capacitación y Difusión  
Programa de Cursos para Profesores de Educación Básica  
Centros Demostrativos de Uso Racional de la Energía  
Rol de Consultores en Ahorro de Energía (SERCOTEC)  
Ruta Verde FISA'92 (CEDRM, SERCOTEC, FISA)  
Cursos de capacitación para profesionales

**En los años 1993, 1994 y 1994:**

Capacitación y difusión  
Boletín de Energía (medio para difundir proyectos e iniciativas destinadas a optimizar el uso de la energía)  
"La Misión: Uso Eficiente de Energía" (actividad educativa destinada a los alumnos de la enseñanza básica)  
Participación en la revista CIMIN (revista destinada a los sectores construcción, industria y minería).  
Organización de seminarios sobre el tema.  
Gestión de becas para profesionales chilenos en el tema de la eficiencia energética  
Promoción del intercambio empresarial.

Cabe señalar que no existe una evaluación de los resultados de estos esfuerzos, que indique hasta que punto han cambiado las conductas de los usuarios o el grado de implementación de las recomendaciones derivadas de los prediagnósticos.

**Fuente:** Comisión Nacional de Energía.

**Recuadro 7****AREAS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO Y GRUPOS DE INVESTIGACIÓN**

- Gasificación de carbones (ENAP y Universidad de Concepción)
- Materiales aislantes (Universidad de Chile)
- Optimización de hornos de reverbero y Convertidor Modificado El Teniente para tratamiento pirometalúrgico de concentrados de cobre (Universidad Técnica Federico Santa María)
- Quemadores para concentrados de cobre-oxígeno (Universidad Técnica Federico Santa María)
- Optimización del uso de energía en refinerías de cobre (Universidad Técnica Federico Santa María)
- Aplicación de la cogeneración en planta térmica de Tocopilla (Universidad Técnica Federico Santa María)
- Uso de aguas industriales y relaves de la minería para generación de energía eléctrica (Universidad Técnica Federico Santa María)
- Utilización de subproductos de la producción de celulosa (Celulosa Arauco y Constitución)
- Combustión de desechos de producción de carbón y madera en lecho fluidizado (Universidad de Santiago, ENACAR, Universidad Austral)
- Secado de madera y frutas (Universidad del Bío-Bío, Universidad de Concepción, Universidad de Chile, Universidad Técnica Federico Santa María y Universidad de Santiago)
- Gestión del Uso de la Energía (Universidad de Chile, Universidad Técnica Federico Santa María, CODELCO)
- Exergía (Universidad de Chile, Universidad de Concepción)
- Estudios de potencialidades de mejoramiento de la eficiencia de uso de la energía en: los hogares urbanos y rurales, la pequeña y mediana industria, las municipalidades, la gran industria y minería, el comercio y el país en conjunto (Universidad de Chile).

**Fuente:** Comisión Nacional de Energía.

Lo anterior no excluye el hecho que algunas empresas hayan realizado proyectos destinados a mejorar la eficiencia de uso de la energía, particularmente en el caso de aquellas en que la energía constituye uno de los componentes principales del costo de operación. Sin embargo, estos esfuerzos son más bien esporádicos que permanentes y sistemáticos. El recuadro 8 presenta algunos de ellos.

## **2. Logros del programa: eficiencia inducida y espontánea**

La política vigente en Chile es impulsar sólo aquellas medidas que sean económicamente rentables y siempre que no se traduzcan en un deterioro en la calidad de los servicios o en el bienestar de la población<sup>78</sup>.

A pesar de reconocer la importancia de las potencialidades de mejoramiento, la CNE es enfática al declarar que los ahorros que puedan generarse como resultado de las acciones que se realicen con el fin de concretar dichas potencialidades no eliminarán la necesidad de seguir invirtiendo en expansión de la oferta ni que ellas excluirán la utilización de los energéticos tradicionales como el petróleo o el carbón.

En efecto, se estima que la demanda de electricidad crecerá a una tasa promedio anual de 7%, lo que implica prácticamente su duplicación en 10 años, algo similar ocurre con los derivados del petróleo. El uso eficiente de energía permitirá desplazar en el tiempo ciertas inversiones más bien que atenuarlas.

Estudios realizados por el PRIEN señalan que un decidido programa de mejoramiento de la eficiencia con que se usa la electricidad en el Sistema Interconectado Central permitiría reducir la tasa de crecimiento de la demanda final de 6,8% a 5,0% acumulativo anual. A ello se agregan las mejoras posibles a nivel de la transmisión y generación lo que permitiría, en conjunto, un ahorro del orden de 1000 MW (el equivalente a dos centrales de envergadura, a la escala de Chile).

### **a) Evolución histórica de la intensidad energética**

Durante los últimos años un conjunto de situaciones contribuyeron a situar el tema de la eficiencia energética en la agenda pública; las crisis del petróleo, la "Guerra del Golfo", la sequía durante tres años consecutivos -entre 1988 y 1990- y la valorización, a nivel nacional e internacional, del medio ambiente.

El Gráfico 13 permite visualizar, en parte, el proceso de incorporación de la eficiencia energética y eléctrica, aunque no permite hacer lo mismo con otros fenómenos igual o más importantes, como son los cambios estructurales ocurridos en el país durante el período analizado (pérdida de importancia relativa de los sectores industrial y minero) y el proceso de electrificación de la actividad económica.

**Recuadro 8****PROYECTOS ESPECÍFICOS REALIZADOS POR EL SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO****MINERÍA**

- La instalación de filtros a presión en las etapas de filtrado y secado de concentrados en El Teniente, reduciendo el consumo de energía por unidad de producto en un 30%; igualmente el uso intensivo de oxígeno en los hornos de reverbero, el desarrollo del convertidor modificado de El Teniente, y la inyección de concentrado seco por las toberas del convertidor han permitido reducir el consumo de energía en la fundición en un 60% y aumentar la capacidad de fusión en 40%.<sup>1</sup>
- El uso de convertidores de frecuencia en correas transportadoras de gran longitud en la División Andina permitió reducir el consumo por tonelada transportada en un 15%.<sup>2</sup>
- El estudio sistemático de las condiciones de operación y de los rendimientos de un grupo de compresores utilizados al interior de la mina (nivel 5) en El Teniente, permitió planificar su uso y reducir el consumo de electricidad en aproximadamente un 30%.<sup>3</sup>

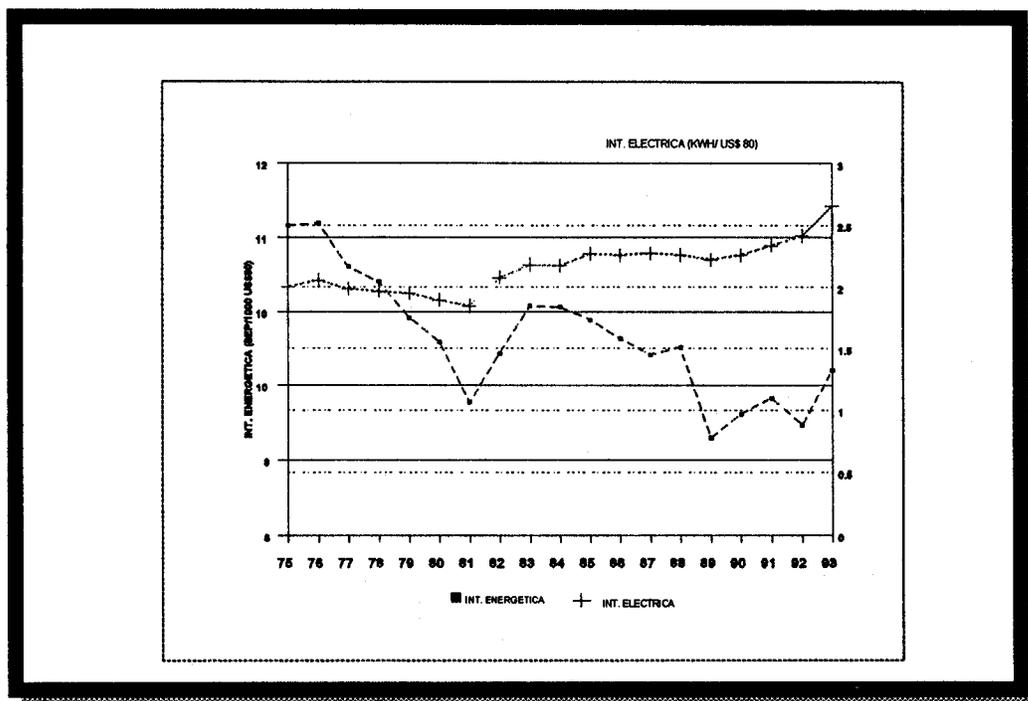
**INDUSTRIA**

- En la elaboración de harina de pescado, Pesquera Indo introdujo: el evaporador multiefecto, el uso del vapor residual de los secadores en la evaporación y recocido y el uso del calor residual de los condensados, obteniendo un ahorro de 33,5%.<sup>4</sup>
- En la industria de celulosa se ha introducido un conjunto de medidas de optimización al nivel de la cogeneración, de la regulación de la demanda eléctrica y de vapor y del uso en cascada del vapor para producir el agua a las distintas temperaturas requeridas por los procesos.<sup>5,6</sup>

La automatización de procesos en las distintas divisiones de Codelco, en la Compañía Minera Disputada de Las Condes, en Huachipato, Cementos Bío-Bío, SOQUIMICH y otros ha permitido reducir significativamente sus consumos de energía por unidad de producto.

1. Achurra, J., Buchi, J., y Guajardo, J. "Optimización energética en las fases filtración, secado y fusión de concentrados en El Teniente", Codelco Chile, División El Teniente, Actas Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1990.
2. Valenzuela, J. y Sandoval, A., "Uso de convertidores de frecuencia en correas transportadoras de gran longitud", Codelco Chile, División Andina, Actas Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1990.
3. Madriaza, E. "Evaluación de eficiencia energética en compresores de aire, una experiencia industrial", Codelco Chile, División El Teniente, Actas del 2° Congreso Nacional de Energía, Concepción, Chile, 1993.
4. Bravo, R. "Innovación tecnológica en proceso de elaboración de harina de pescado", Pesquera Indo, Actas Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1990.
5. Fuente-Alba, J. "Optimización del uso de la energía en la Fábrica de Celulosa Laja", C.M.P.C. Fábrica de Celulosa Laja, Actas Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1990.
6. Solar, F. y Vidal, M. "Scrubber y sistema de agua caliente en Fábrica de Celulosa Laja", C.M.P.C. Fábrica de Celulosa Laja, Actas Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1990.

**Gráfico 13**  
**EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA Y ELÉCTRICA**



**Fuente:** Elaboración propia, en base a S.I.E.E. de Olade, vers. 1994

Este Gráfico permite afirmar que la intensidad energética ha disminuido en el período 1979-92, de 2,54 a 2,22 bep/10<sup>3</sup>US\$ (aproximadamente 1% anual), apreciándose un alza significativa en los años 82 a 84 que corresponden a la crisis económica, lo que revelaría una inercia importante del consumo de energía. Los cambios estructurales explicarían en parte esta caída de la intensidad energética; en efecto, la importancia relativa de la industria y minería cae en el período de 29,3 a 27,5% del PIB<sup>79</sup>, lo que se traduce, en parte, en una tasa de crecimiento de la demanda energética de estos sectores de aproximadamente la mitad de la tasa de crecimiento de la demanda de energía nacional.

Por su parte, la intensidad eléctrica crece en el mismo período de 0,39 a 0,46 GWh/10<sup>3</sup> US\$, o sea un 1,3% anual. En este fenómeno influye la expansión de la tasa de electrificación del sector residencial y la sustitución de combustibles por electricidad -básicamente en los hornos industriales y mineros-, por lo que no puede afirmarse que exista una pérdida de eficiencia en el uso de la electricidad.

Aunque se ha argumentado que la adopción de precios reales significó una mejora de eficiencia, ello no se refleja en los estudios de elasticidad precio que se han realizado<sup>80</sup>. Esta afirmación debe matizarse, ya que la inelasticidad precio de la energía se verifica para los rangos de precios en que ellos han variado durante los últimos años. Como resultado de las crisis del petróleo,

dichas variaciones fueron de un orden de magnitud, lo que dio origen a un proceso de sustitución del petróleo por otras fuentes energéticas (básicamente carbón y leña).

A partir de la relación entre la evolución de la intensidad eléctrica y la intensidad energética se podría concluir que durante el período se ha producido una sustitución de fuentes. De ello se disponen algunas evidencias como la inyección de oxígeno en los hornos en los procesos de pirometalurgia, lo que se traduce en una disminución significativa de combustibles y su reemplazo por electricidad, las exigencias de calidad del producto y control del proceso han conducido igualmente al reemplazo de los combustibles por electricidad, especialmente en los hornos de fusión.

En principio, salvo en el caso de las empresas electrointensivas, los esfuerzos vinculados con la eficiencia energética se han orientado hacia el ahorro de combustibles más bien que de electricidad. Una explicación posible sería que muchas de las medidas de eficiencia en el uso de combustibles se vinculan a mejoras operativas de bajo o nulo costo; por el contrario, la eficiencia en el uso de la electricidad -excepto las que tienen que ver con la gestión de la demanda- exige inversiones en equipos. La gestión de la demanda se traduce en reducciones de la demanda máxima, o sea de potencia, más bien que de energía.

Es probable que la caída de la intensidad energética no sólo se deba a una mejora del rendimiento con que se usa la energía sino que, quizás en mayor grado, al aumento de la electrificación de las actividades económicas, debido al mayor rendimiento de uso de la electricidad respecto del rendimiento con que se utilizan los combustibles.

#### **b) Impactos de las políticas económicas y energéticas sobre el uso eficiente de energía**

La medición de los impactos de las políticas económicas y energéticas sobre el mejoramiento de la eficiencia con que se utiliza la energía en un país es compleja y requiere de rigurosas investigaciones que permitan separar los efectos de cada una de ellas. Un ejercicio como el señalado no se ha realizado en el país.

La falta de estudios de base que permitan analizar el efecto de las diferentes políticas sobre el uso eficiente limita la evaluación cuantitativa de sus impactos; ello no debe conducir a ignorar que dichas políticas han afectado positiva o negativamente la eficiencia con que se usa la energía en el país.

El enfoque cualitativo adoptado, constituye un primer esfuerzo por sistematizar el establecimiento de relaciones causales y debiera motivar a los distintos actores involucrados a abordar en forma sistemática y rigurosa la evaluación de los resultados de las distintas políticas.

Dicha evaluación es indispensable, si es que realmente se desea implantar un programa de uso eficiente de la energía que tenga impactos de significación sobre la matriz energética nacional. Dicha evaluación debe conducir al diseño de sistemas de control y monitoreo del programa, ya que aquéllos definidos una vez que los programas están en avanzada aplicación se revelan insuficientes y conducen a conclusiones insatisfactorias.

**i) Impactos de la reforma del sector**

En el subsector petróleo, la reforma se redujo a la introducción de los precios de paridad y a la desintegración de la cadena productiva, es decir separar las actividades de exploración, explotación y refinación del petróleo, manteniéndose la propiedad del sistema.

Como se señalara, pareciera no existir evidencias de que los precios "reales" influyan significativamente sobre la eficiencia energética, luego habría que verificar el impacto sobre ésta de la desintegración del sistema productivo. Las tendencias modernas de administración de empresas permiten suponer que la desintegración debe haber tenido una influencia positiva en la eficiencia del holding ENAP; la que, muy probablemente, no ha afectado la eficiencia con que los usuarios finales utilizan los derivados del petróleo.

Sin embargo, siendo la refinación la que concentra, en parte importante, el peso de la actividad, es posible pensar que un programa de uso eficiente de derivados del petróleo, debería involucrarla, no sólo porque dicho programa afectará claramente el volumen de sus ventas sino porque las refinerías mantienen vínculos estrechos con los principales clientes, lo que permitiría promover más fácilmente, a través de ellas, un programa como el indicado.

Por el contrario, dado la profundidad de la reforma del subsector eléctrico, no es posible apreciar los impactos que estos cambios pudiesen haber tenido en la eficiencia con que sus clientes usan la electricidad<sup>81</sup>, aunque es posible afirmar que probablemente no tuvieron ninguna

Sin embargo, los cambios señalados parecieran afectar la eficiencia del sistema de producción de electricidad, ya que mejoras en el uso de los recursos o instalaciones, al traducirse en menores costos presionan las tarifas a la baja, lo que iría contra los intereses de las empresas. Adicionalmente, un programa de eficiencia eléctrica llevado a cabo por las distribuidoras, interlocutor natural de los usuarios medianos y pequeños, afectaría a las generadoras sin que ellas obtengan beneficios, por lo menos en el esquema regulatorio actual.

En cualquier caso, ni el sistema tarifario ni la legislación eléctrica incitan a las empresas del sector a promover la eficiencia de uso de la electricidad entre sus clientes. Lo anterior no quiere decir que una política de eficiencia energética no pudiese involucrar a las empresas en la promoción de dicha eficiencia. Para que ello fuera posible se requiere o un enfoque normativo que imponga a las empresas exigencias en este sentido (planificación integrada de recursos) o incitativo (asociando a las empresas en los beneficios económicos que obtendrían sus clientes).

En resumen, la reforma no ha contribuido a la introducción y difusión de las tecnologías energéticamente eficientes, lo que no impediría incorporar este objetivo a los que se definieron en el momento de la reforma.

**ii) Principales causas del eventual mejoramiento de la eficiencia energética**

No es posible aislar el efecto sobre la demanda energética de un eventual mejoramiento de la eficiencia con que se usa la energía, particularmente en un momento en que la tasa de crecimiento

de la demanda de electricidad y combustibles (especialmente derivados del petróleo) es extremadamente elevada. Sin pretender cuantificar la importancia relativa de dichas causas, si las hubo (en el futuro sin duda ellas jugarán un rol fundamental), se puede suponer que ellas deberían incluir:

- **La normativa medio ambiental y los derechos transables.** La necesidad de cumplir con la normativa ambiental y prepararse para los mayores requerimientos que se introducirán en los próximos años<sup>82</sup>. El dinamismo, en este campo, estará dado por la introducción de los derechos transables de emisión<sup>83</sup>.
- **Otras exigencias ambientales.** La presión ciudadana y de los organismos de financiamiento internacional, y las evaluaciones de impactos ambientales exigen identificar y evaluar opciones alternativas para abastecer la demanda energética, entre las cuales destaca en primer lugar el uso eficiente de la energía.
- **La importación de equipos y bienes de uso final.** Parte importante de los equipos, bienes durables y artefactos domésticos que el país importa provienen de países donde existen rigurosas normas de eficiencia energética o son fabricados bajo las normas de esos países, lo que se traduce en una mejora del parque usuario de energía.
- **La apertura comercial.** Si bien la dinámica exportadora está comandada por bienes elaborados con recursos naturales, donde los márgenes de rentabilidad son aún elevados, los incentivos para reducir los costos de insumos cuya importancia relativa, en algunos casos, no es muy importante, son reducidos. En la segunda fase exportadora, la reducción de los costos constituirá un imperativo, no solamente en el caso de los insumos que concentran la mayor parte del costo, sino que en otros de menor importancia relativa, como sería el caso de la energía.
- **La competencia externa.** El sector minero se encuentra enfrentado a una competencia difícil, que lo impulsa a introducir procesos que permitan revertir su pérdida de competitividad. Ello, unido al problema ambiental, ha conducido a las empresas del sector a asignar una importancia inédita al uso eficiente de la energía.

Esta situación, también se presenta en el caso de los bienes que no se exportan, pero cuya producción nacional se encuentra amenazada por las importaciones, independientemente que gocen o no de subsidios por parte de los gobiernos de los países donde ellas se producen.

### iii) Sectores que reaccionaron más rápido a los desafíos de la eficiencia energética y razones

Como consecuencia de las crisis energéticas, primero, y ambientales, después, algunos sectores productivos -particularmente aquellos en que la energía representa un porcentaje elevado de sus costos de operación- recurrieron al uso eficiente de energía, entendido en el sentido amplio del término.

Sin embargo, no existen elementos cuantitativos para evaluar la importancia de las acciones realizadas por las empresas en el ámbito de la eficiencia energética, ni global ni sectorialmente.

En principio, el proceso de mejora de la eficiencia fue más acentuado en los sectores dinámicos de la economía, donde se realizaron inversiones de importancia, incorporando las tecnologías recientes concebidas en los países que lideran la investigación y desarrollo en cada campo, bajo una perspectiva de elevada competitividad, en que la eficiencia energética es uno de los parámetros.

En efecto, la industria cementera, siguiendo una tendencia mundial, reemplazó el petróleo utilizado en el horno de clinkerización por carbón y, salvo una excepción, adoptó el proceso de vía seca, energéticamente mucho más eficiente que la vía húmeda que se utilizaba previamente.

La minería del cobre también ha realizado importantes esfuerzos en este sentido, los que se han traducido en la introducción generalizada de oxígeno en los hornos, en la incorporación de la molienda semiautógena, en la automatización del transporte de minerales y de los principales equipos de producción.

La industria de celulosa y papel ha introducido mejoras que le permiten a las empresas de última generación ser completamente autosuficientes en lo que respecta a sus requerimientos de calor y electricidad. Incluso, algunas de las empresas nacionales del sector tienen excedentes de vapor, los que no venden como electricidad debido a que el esquema regulatorio no hace atractivo invertir en los turbogeneradores necesarios para valorizar el vapor excedentario<sup>84</sup>.

Algunas empresas pequeñas y medianas -entre otras, las panaderías- sustituyeron el petróleo por leña, debido a los precios relativos de ambos combustibles. Sin embargo, la conversión de los equipos se hizo en forma artesanal, lo que se tradujo en pérdidas de energía importantes; el alza de los precios de la leña está revirtiendo dicha sustitución de fuentes energéticas.

En los países industrializados, la variable ambiental, quizás con más fuerza que la energética, se incorpora el diseño de los procesos y equipos traduciéndose en uno de los factores más dinámicos de eficiencia en el uso de la energía. Los acuerdos internacionales comprometen a dichos países a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que normalmente se logra consumiendo menos combustibles fósiles. Sin embargo, la dificultad para hacer aceptar por las poblaciones vecinas la construcción de grandes centrales hidroeléctricas y los acuerdos anteriores, en lo que concierne a las restricciones para instalar centrales térmicas, se ha traducido en una generación de equipos eléctricos más eficientes.

Los factores señalados implican que los equipos que están comprando las empresas chilenas consumen menos energía por unidad de producto que hace algunos años atrás.

Lo anterior no implica que el mercado se encargará de resolver el problema de la eficiencia energética. Las enormes potencialidades de mejoramiento de dicha eficiencia demuestran que existe un gigantesco yacimiento energético que sólo una agresiva política de uso eficiente de energía y acciones concertadas de todos los actores involucrados permitirá concretar.

## D. ENERGÍA Y EQUIDAD

En Chile, como en muchos países de la región, existen problemas de equidad, que induce a pensar que si los frutos del acelerado crecimiento económico que el país ha experimentado durante la última década "no se reparten equitativamente entre la población, la sustentabilidad del desarrollo se verá seriamente amenazada"<sup>85</sup>.

Una de las áreas donde las desigualdades se hacen manifiestas, es en la satisfacción de las necesidades vinculadas al uso de la energía. La disponibilidad de energía condiciona tanto la calidad de vida de la población como su productividad. El desabastecimiento absoluto o intermitente de este insumo afecta gravemente la calidad de vida de los sectores rurales -tanto a nivel doméstico como comunitario- marginándolos de ciertos usos considerados hoy en día como básicos.

La escasa energización de las actividades económicas rurales atenta contra la productividad de los sectores campesinos y de los pescadores artesanales, o la posibilidad de diversificar las mismas. Tal fenómeno se traduce en un bajo valor agregado, menor rendimiento en los cultivos, pérdidas o deterioro de los productos superiores a los normales y una insatisfactoria provisión de servicios rurales, para los cuales la energía es indispensable.

Si bien la inequidad afecta por igual a los sectores urbanos pobres y a los rurales, es en el sector rural donde la situación es más crítica, ya que se une a los problemas de accesibilidad económica la falta de disponibilidad de recursos energéticos. De acuerdo con el Censo de Población y Vivienda de 1992, un 2,5% de las viviendas urbanas y un 47% de las viviendas rurales no disponen de alumbrado eléctrico.

Un trabajo realizado por el PRIEN revela, a nivel nacional, las carencias energéticas de la población rural y los problemas de abastecimiento que ella sufre. De acuerdo con dicho estudio, prácticamente la totalidad de las comunas rurales presenta deficiencias de abastecimiento de algún tipo de energético. En efecto, un 53% de las comunas presenta deficiencias de abastecimiento eléctrico, un 42% tiene problemas con el abastecimiento de la leña y un 72% con el gas licuado y/o kerosene<sup>86</sup>.

Cerca de un 70% de las viviendas de Santiago no cumplen con los mínimos estándares de calidad térmica<sup>87</sup>, lo que es particularmente grave en el caso de los sectores de bajos ingresos que destinan un elevado porcentaje de sus ingresos a la energía sin obtener un adecuado confort y satisfactorias condiciones sanitarias. Estudios realizados en otras regiones y orientados hacia los sectores de bajos ingresos, permiten confirmar las conclusiones anteriores<sup>88</sup>.

### **1. Gestión energética, reformas y equidad: el marco conceptual**

La aplicación de las reformas del sector energético, si bien es cierto han traído ciertos beneficios a los países que las han aplicado, no cabe duda que en el caso de los países más pobres, en términos de equidad, algunos de sus efectos contribuyen al agravamiento de los problemas existentes en los segmentos más pobres de la sociedad.

En el caso particular de Chile, se puede señalar que en una primera etapa y como resultado de las nuevas políticas de precios, se produjeron efectos muy severos para las familias más pobres. De hecho en el caso de la electricidad sus precios a nivel residencial pasaron de 1.53 centavos de dólar por kwh en 1974 a 11.46 en 1981.

La situación anterior motivó que decenas de miles de familias se vieron enfrentadas a graves problemas de morosidad o muchas de ellas tenían sus suministros interrumpidos.

Por otra parte los esfuerzos de electrificación rural que el país había venido desarrollando desde la década de los 50 se vieron interrumpidos o minimizados, como efecto natural de la nueva racionalidad económica.

A nivel urbano, el problema más crítico es la calidad térmica y ambiental de las viviendas de los sectores de bajos ingresos, lo que repercute en problemas de salud y de disponibilidad de ingresos para satisfacer urgentes necesidades básicas. En efecto, de acuerdo a la Encuesta de Presupuestos Familiares, realizada periódicamente por el Instituto Nacional de Estadísticas, el 20% más pobre de las familias del Gran Santiago destina un 10% de su presupuesto a adquirir energía. Este porcentaje no refleja el hecho que a la fecha de la encuesta un número importante de familias de bajos recursos consumía electricidad en forma fraudulenta y que estos estratos recurren a la leña -normalmente gratuita- cuando se acaban el gas licuado y el dinero para adquirirlo<sup>89</sup>.

Sin embargo, estos efectos tienen un marco conceptual complejo, sin cuya comprensión no es posible analizar claramente este tema. La energía por esencia tiene la particularidad de corresponder a un producto intangible, el cual no constituye para el usuario un fin en si mismo, sino un medio para satisfacer otras necesidades finales.

De hecho para el usuario su objetivo es tener iluminación y no energía eléctrica, calor en el hogar y no calorías por volumen de combustible. Lo anterior lleva a una primera consideración que dice relación con un tratamiento distante por parte de la comunidad al fenómeno de la gestión energética. En realidad es difícil encontrar un bien que afecte tan directamente la vida de las personas, por tantas horas al día y con tan directa influencia en su bienestar y en su presupuesto familiar y que al mismo tiempo le sea ajeno y distante.

Las razones de este fenómeno son complejas. No obstante a continuación se enuncian algunas de ellas :

- En los países menos desarrollados, el nivel educacional y cultural medio hace poco accesibles para el conjunto de la sociedad los conceptos que giran en torno a la energía.
- Siendo la gestión energética una actividad altamente intensiva en capital, representando un volumen de negocios de altísimo nivel, tiende a haber una alta concentración de su gestión, sobre todo en los países en desarrollo, la cual posibilita en forma tácita un manejo muy restrictivo de la información.

- La característica de la actividad hace que en muchos casos la relación entre la función de suministro y comerciales se establezca a través de monopolios naturales o de hecho, lo cual tiende a situar al consumidor en una posición desmedrada.
- Durante varias décadas, en la cual los Estados tuvieron un papel preponderante en el desarrollo y la gestión energética, se provocó por la vía de los subsidios generalizados una desnaturalización del costo real de la energía y la necesidad de que el consumidor pagara ese costo real.

En general, se observa que en aquellos países en que se ha aplicado una política de precios subsidiados en forma generalizada y no selectiva, el subsidio terminó favoreciendo a los grupos sociales de mayor ingreso. En efecto, en la mayoría de países de América Latina y El Caribe, los precios subsidiados se orientaron básicamente a la electricidad, el GLP y el Kerosene y se ha demostrado que en el caso de los dos primeros energéticos, su consumo está concentrado en los grupos de altos ingresos<sup>90</sup>.

## **2. Política energética y equidad en Chile**

A partir de 1990 en Chile se define como el eje esencial de la política económica - social el objetivo de alcanzar altos niveles de crecimiento económico junto a crecientes niveles de equidad.

En lo relativo a la política energética se define como uno de sus objetivos centrales el abastecimiento energético seguro y social y medio ambientalmente sustentable. Lo anterior implica una explícita preocupación por las consecuencias sociales que se derivan del desarrollo energético del país.

Sin embargo, es necesario señalar que el énfasis central de la política energética implementada en Chile entre 1990 y 1994 estuvo fuertemente concentrada en asegurar la necesaria respuesta frente a los fuertes incrementos de la demanda que las proyecciones del crecimiento económico hicieron prever, para lo cual era indispensable que el sector privado respondiera oportuna y eficientemente frente a las fuertes inversiones que eran necesarias.

La política anterior era parte de una política económica más amplia y que tenía relación con la necesidad de que el Estado concentrara su esfuerzo de inversión pública en los sectores sociales que como salud, educación y vivienda, se habían visto fuertemente contraídos en los quince años anteriores. Evidentemente al analizar el impacto del marco regulatorio del sector energético sobre la equidad, es necesario tener en cuenta cómo interactúan fuerzas contrapuestas entre la visión macro del desarrollo sectorial y el problema concreto de incorporar la equidad dentro de la política sectorial.

En efecto, una visión simplista se podría señalar que la adopción de una política de precios reales daña en primer lugar el nivel de vida de los hogares de menores ingresos. Pero por otro lado es indudable que dicha política de precios ha permitido un desarrollo y modernización del subsector que de otra forma no habría sido posible.

Por otra parte, se puede aducir que en la medida que el esfuerzo de inversión para el desarrollo del subsector eléctrico ha descansado en el capital privado, el Estado ha dispuesto de mayores recursos para atender las demandas más urgentes en salud, educación, vivienda e infraestructura. Este esfuerzo es especialmente importante en los últimos cinco años, período en el cual el gasto social ha aumentado en un 40% real. Considerando el gasto social por beneficiario el incremento real ha sido de un 62% en salud, de un 30% en educación y de un 17% en las pensiones medias<sup>91</sup>.

No obstante ello desde 1990 la política energética intenta incorporar sistemáticamente la dimensión relativa a la equidad, lo cual se manifiesta en las medidas adoptadas en cuanto a tarifas reguladas, a la política de posibilitar una renegociación de la morosidad, y a la expansión del abastecimiento eléctrico.

#### **i) Las tarifas eléctricas**

Como resultado de los ajustes tarifarios practicados semestralmente desde 1981 hasta 1995, la evolución de las tarifas eléctricas para consumos residenciales menores o iguales a 100 KWh/mes, muestra una tendencia oscilante propia del sistema de fijación<sup>92</sup>.

Sin bien los precios al consumidor final están fuertemente influenciados por la determinación de los precios de nudo, la tarifa al consumidor final -para bajos niveles de consumo-, deflactada por el índice de precios al consumidor, registró un tendencia creciente. En efecto, tomando como base el año 1981, el índice promedio de la tarifa deflactada es superior en 1.5% al del índice de precios al consumidor. (ver cuadro 27 y gráfico 14)

En el capítulo anterior se señaló las dificultades que la Comisión Nacional de Energía encontró en el caso de la fijación de las tarifas de distribución. Desde 1990, "en materia de precios la preocupación política se expresó básicamente en una permanente actividad de máximo rigor en el cálculo de precios regulados. Se inició un período en que nítidamente se asumió la defensa de los derechos de los consumidores. Esta actitud representó que sectores empresariales calificaran dicha posición como de populista. De hecho los precios reales en general bajaron, las inversiones y la rentabilidad de las empresas no se resintieron, lo cual debe ser una experiencia que no sea desaprovechada. Si se considera paralelamente el aumento real de las remuneraciones, entre el año 1990 y 1993 fue de un 15.2% acumulado, se verá que en términos reales hubo una disminución del precio final al consumidor. "<sup>93</sup>

Esta argumentación tiene validez ya que para los estratos de más bajos consumos, la tarifa real disminuyó un 11.5% entre 1990 y 1993. Sin embargo, entre 1993 y 1995 se registró un aumento, también en términos reales de 6%, lo que denotaría un aumento del gasto eléctrico sobre los ingresos medios de los estratos más pobres entre 1993 y 1995.

**CUADRO 27**  
**EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS SECTOR RESIDENCIAL HASTA**  
**100KWH/MESANTIAGO**

	TARIFA CORRIENTE S/kWH (1)	VARIACIÓN DE PRECIOS AL CONSUMIDOR EN % (2)	TARIFA DEFLACTADA EN S/KWH (1)/(2)	ÍNDICE DE LA TARIFA PROMEDIO 1981=100
1981	4.615	9.5	4.215	100
1982	4.974	20.7	3.763	89.29
1983	5.853	23.1	3.598	85.36
1984	6.593	23	3.295	78.17
1985	9.319	26.4	3.684	87.41
1986	12.034	17.4	4.052	96.15
1987	13.938	21.5	3.863	91.65
1988	17.769	12.7	4.370	103.68
1989	22.670	21.4	4.592	108.96
1990	31.959	27.3	5.086	120.66
1991	38.099	18.7	5.108	121.18
1992	38.844	12.7	4.621	109.63
1993	42.440	12.2	4.499	106.75
1994	48.091	8.9	4.682	111.08
1995	53.026	8.3	4.767	11309,00

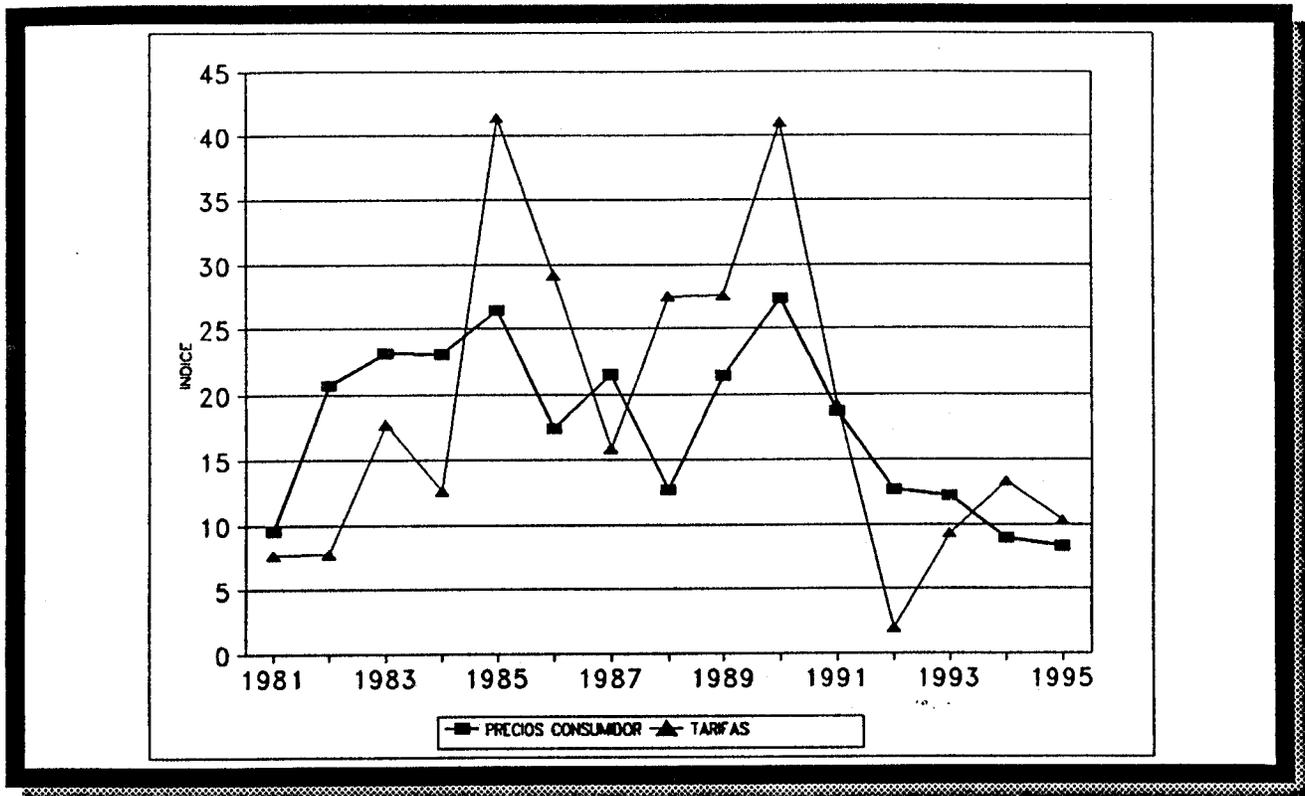
**Fuente:** (1) Anexo Anexlec. Corresponde al promedio anual calculado en función de los ajustes semestrales  
 (2) Banco Central de Chile. Boletín Mensual Septiembre 1995 página 2576-77. CEPAL Balance Preliminar de la Economía de América Latina y el Caribe 1995. Santiago, diciembre 1995.

**b) Morosidad y cobertura del servicio eléctrico**

Otra manifestación concreta de la preocupación de la autoridad por efecto de la gestión energética en relación a los sectores más pobres, fue la acción emprendida en 1990 con las empresas distribuidoras, orientada a resolver las situaciones de morosidad y cortes masivos de suministros que se verificaban en esa época.

Esa acción concreta permitió reponer el servicio y repactar las deudas con más de 150 000 familias. Igualmente es significativo que desde ese año la morosidad se haya mantenido en la Región Metropolitana en un nivel de 5 % del número total de clientes y en un 0,3% de la facturación total.

Gráfico 14  
EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS SECTOR RESIDENCIAL



**Fuente:** CEPAL, *Balance Preliminar de la Economía de América Latina y el Caribe 1995*. Santiago, diciembre 1995

En términos de cobertura eléctrica, Chile ocupa un lugar destacado a nivel de Latinoamérica y el Caribe. De hecho más del 90% de la población cuenta con este servicio esencial. No obstante es preocupante el hecho de que ese porcentaje sin cobertura eléctrica se concentre en las zonas rurales más retrasadas.

De hecho el Censo de Población y Vivienda del año 1992, muestra que la población rural en Chile representa el 16,5% de la población total, lo cual significa que 2 207 996 personas habitan en el campo. Dicha población en general sufre de importantes limitaciones para tener acceso, no sólo a la electricidad, sino también al kerosene, gas licuado y la leña.

De acuerdo a las informaciones entregadas en el último Censo Nacional de Población y Vivienda, de un total de 507.000 viviendas rurales, 240.000 carecen de servicio eléctrico. La mayor parte de ellas se sitúan en zonas aisladas, distantes y con baja densidad de población, lo cual dificulta la adopción de soluciones económicas.

El cuadro 28 refleja la distribución regional de las viviendas sin suministro eléctrico. Cabe mencionar, que con la creación en 1992, por parte de la Comisión Nacional de Energía, del Comité Interministerial para la Energización Rural, esta tarea entra en una etapa decisiva, a través de la aplicación de diferentes instrumentos que tienen como objetivo completar el proceso de energización en el país antes del fin de la presente década.

**Cuadro 28**  
**VIVIENDAS SIN ELECTRIFICACIÓN POR REGIONES**

Región	Número de Viviendas Rurales	Número de Viviendas sin Electricidad
I	5 354	1 932
II	2 158	741
III	5 182	1 917
IV	35 138	16 127
V	33 075	6 572
VI	56 377	16 521
VII	75 595	28 253
VIII	87 868	48 068
IX	70 074	53 977
X	86 276	53 685
XI	5 745	3 228
XII	3 076	883
RM	41 079	5 654
<b>Total</b>	<b>506 997</b>	<b>237 948</b>

Fuente : INE, Censo Nacional de Vivienda y Población. Santiago, 1992.

## E. LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE

La necesidad de planificar el desarrollo del sector eléctrico ha sido reconocida históricamente, tanto en Chile como en la mayoría de los países del mundo. Ello se debe a las características propias de este mercado: elevadas inversiones, lenta maduración de las mismas, significativas economías de escala y dificultad para evaluar la demanda, y también al hecho que deriva de que el no disponer de un abastecimiento seguro, suficiente y al mínimo costo, amenazaría seriamente las bases del desarrollo.

El debate actual en torno al desarrollo sustentable, introducirá nuevos roles y objetivos a los que tradicionalmente asumió la planificación del sector eléctrico. En efecto, la incidencia del sector en el uso de los recursos nacionales (naturales, económicos, financieros, etc.), los impactos sobre el medio ambiente de las obras de generación y transmisión, y su efecto sobre la equidad, imponen desafíos metodológicos y conceptuales en la definición de las tareas y la institucionalidad requeridas por una planificación del sector que no sólo asegure la sustentabilidad de éste sino que además contribuya a la sustentabilidad del desarrollo.

La electricidad responde a los requerimientos del desarrollo en la medida que permite aumentar la productividad de las actividades económicas, incorporar a la economía riquezas no explotadas, integrar sectores marginalizados geográfica y económicamente de la sociedad, y mejorar la calidad de vida de la población. Sin embargo, lo que es relevante desde esta perspectiva es más bien la satisfacción de la demanda por "servicios" energéticos al mínimo costo económico y ambiental que la cantidad de electricidad que se entrega para satisfacer dichos requerimientos.

Lo anterior permite afirmar que, en un esquema de desarrollo sustentable, el diseño y la expansión física del sistema solo deberá abordarse una vez que se concluya que no es factible o es más costoso adoptar las medidas siguientes:

- introducción de tecnologías eficientes de uso de electricidad
- gestión de la demanda, fundamentalmente desplazamiento de la carga
- reducción de las pérdidas técnicas de transmisión y distribución
- mejora de la eficiencia operativa y de la seguridad del sistema
- rehabilitación de las plantas generadoras existentes

La crisis de la industria energética de la Región durante los años ochenta hizo peligrar la capacidad de los países para asegurar el abastecimiento energético derivado de los requerimientos del desarrollo. Ello ha ido generando la necesidad de realizar esfuerzos legales e institucionales tendientes a asegurar la flexibilidad y estabilidad necesarias para adaptarse a los nuevos desafíos impuestos por la sustentabilidad del desarrollo.

Previo a cambios mayores, particularmente aquellos vinculados a cambios en la propiedad de las empresas, se deberá integrar el desarrollo sustentable al nuevo esquema regulatorio y de

planificación, de manera de introducir el uso eficiente de la energía, las externalidades y los mecanismos de acceso a la energía por parte de los sectores marginalizados en las variables instrumentales que orientarán el desarrollo del sector.

### **1. Instancias y mecanismos de planificación que contempló la reforma en Chile**

A nivel nacional, existe un amplio consenso respecto al hecho que la responsabilidad de la planificación del subsector debe recaer en el Estado, y de acuerdo a la estructura actual, específicamente en la CNE, dado que su mandato y vocación la vinculan directamente con la orientación del sector energético.

En general, el sector privado somete sus proyectos a la consideración de la CNE, la que en base a los resultados de las previsiones de demanda de largo plazo, selecciona los proyectos que minimizan el costo marginal de largo plazo del sistema y los incorpora en el plan indicativo, especificando la fecha más adecuada para su puesta en marcha. Lo anterior, como se señalara, no excluye el hecho que las empresas privadas puedan construir centrales no consideradas en el plan de obras de la CNE, en la medida que no necesiten recurrir a agencias de financiamiento internacional o, como ocurrió recientemente, anticipen o atrasen la entrada de las centrales, lo que provoca alteraciones en lo que respecta al costo marginal de largo plazo previsto por el plan indicativo.

A diferencia del sector privado, los proyectos de las empresas eléctricas estatales deben ser aprobados por la CNE y el MIDEPLAN, y ser incorporados en el presupuesto de la Nación, lo que debilita su posición competitiva en el sistema. En general, sus utilidades van a la Caja Fiscal y no tienen, en principio, autorización para endeudarse. Ello se está traduciendo en una presión por parte de las autoridades del sector financiero o de la CORFO (propietaria de estas empresas) para que se asocien con el sector privado a fin de poder financiar sus inversiones de expansión.

En lo que respecta a la planificación de la operación del sistema, coordinada por el CDEC, se distingue:

- i) el largo plazo con un programa mensual para los próximos dos años, el que se actualiza cada mes, basado en los costos marginales entregados por el modelo de operación mensual del SIC, en que cada central hidráulica con embalses regulables sigue su propio modelo de optimización y que, en el caso de las centrales térmicas, considera los programas de mantenimiento;
- ii) el mediano plazo para el cual cada mes se define el programa semanal para el mes siguiente, utilizando proyecciones de demandas horarias para días típicos, la generación horaria prevista para las centrales de pasada, consideradas las proyecciones hidrológicas, la energía mensual a generar por las centrales con embalses, de acuerdo a la hidrología, la planificación de largo plazo, y los programas de mantenimiento y costos de generación de las centrales térmicas; 3) para el corto plazo, cada día los organismos de operación se coordinan para elaborar el programa horario del día siguiente, en caso de producirse situaciones inesperadas, en tiempo real los despachos de carga de las empresas, se coordinan para absorber las diferencias.

El uso del sistema de transmisión es coordinado por el CDEC, a fin de velar por el derecho a servidumbre de las empresas generadoras sobre las líneas y la valorización de las inyecciones y retiros de potencia y energía por parte de los generadores, la que tiene relación con la renta del propietario de las líneas de transmisión.

En principio, la planificación es responsabilidad del Estado. En los hechos, esta responsabilidad pareciera diluirse en la medida en que es mayor el grado de desintegración y que la iniciativa, en lo que respecta a los proyectos a incorporar en el plan de obras, se origina en las empresas.

En la generación, la planificación se limita a estimar la evolución de la demanda, teniendo en cuenta las estimaciones alternativas de las propias empresas, para el próximo decenio y a definir el plan de obras. A este nivel el sector privado tiene un rol reactivo, es decir, comenta o, incluso, discute los resultados e impactos de la previsión de la demanda y presenta sus proyectos de centrales a la consideración de la CNE.

Debe destacarse el importante rol del sector privado en el CDEC, en lo que respecta a la toma de decisiones y desarrollo de modelos para la planificación operativa de mediano y corto plazo, descritas anteriormente.

En la distribución, actividad casi completamente privada, las decisiones de inversión son tomadas en forma independiente, por cada empresa, en función de las situaciones específicas y de mercado que ellas enfrentan. En esta actividad, el Estado se restringe a velar por que los incentivos -tarifas- sean los correctos, y cuando se trata de monopolios naturales, aplicar lo establecido por la regulación respectiva a fin de cautelar la eficiencia y calidad del servicio.

## **2. Limitaciones del sistema de planificación vigente**

Las limitaciones del sistema de planificación vigente están vinculadas al marco asignado a la planificación por la reforma, el que desconoce la incidencia de la electricidad en la sustentabilidad del desarrollo, entendido éste como un proceso con componentes de equidad, sustentabilidad del sistema, el uso eficiente de energía medioambientales y de participación.

Ello se traduce en un tratamiento nulo, hasta la fecha, de las externalidades que derivan de la construcción y operación de las centrales eléctricas. La ley del medio ambiente incorpora parcialmente dichas externalidades, al imponer la necesidad de elaborar estudios de impacto ambiental para centrales de más de 3 MW. La internalización de dichos impactos, sean emisiones contaminantes o derivados de la instalación y construcción de las centrales hidroeléctricas (desplazamientos de poblaciones, inundaciones de terrenos agrícolas o forestales, alteración del caudal del río, etc.) se incorpora al costo, a través de las mayores inversiones.

Lo que no se internaliza son los impactos que no superan las normas ambientales, ello sólo sería posible si se comparasen proyectos alternativos, lo que no ocurre en el esquema de planificación indicativa en vigor.

La situación descrita penaliza el desarrollo de las energías renovables y, particularmente, de las tecnologías de uso eficiente de la electricidad.

En efecto, la reforma ignoró el uso eficiente de la energía, suponiendo que éste era un tema o campo de acción que podía asumir el mercado, sin reconocer que ninguno de los países donde el tema ha sido abordado con seriedad y las tecnologías correspondientes han alcanzado un grado de difusión significativo, han dejado el tema entregado exclusivamente al mercado.

De hecho, los países industrializados no sólo han establecido agencias especializadas destinadas a promover el uso eficiente de la energía sino que además han implementado normas y sellos de calidad, incentivos, programas de concientización y capacitación, etc. Complementariamente con ello han incorporado al esquema regulatorio la promoción del uso eficiente de la electricidad.

La reforma, tampoco ha permitido cautelar debidamente, la selección de las tecnologías, considerando criterios de sustentabilidad y conciliando el interés privado con el del país. Tal cual se señalaba en las primeras páginas de este estudio, el sector privado puede orientar el proceso de inversión hacia proyectos que satisfagan interés de corto plazo en desmedro de aquellos de largo plazo, se mencionaba, el caso de las plantas de ciclo combinado que generan ingresos a los pocos años de tomada la decisión. En efecto, ésta pareciera ser la tendencia en Chile, ya que la virtual introducción del gas natural en el país, se sustenta en la construcción de centrales con esta tecnología. Bajo estas tendencias, es probable que, por un lado, se estén evitando los riesgos inherentes a la construcción de centrales que demandan elevados capitales y una lenta maduración de las inversiones, pero por el otro, se desechen soluciones que podrían ser socialmente más adecuadas.

La planificación indicativa actual, no descarta un posible desinterés de las empresas privadas por invertir en generación y transmisión, lo que atentaría contra la sustentabilidad del sistema, aparentemente, ello se enfrenta mediante un esquema de precios que atraigan capitales que de otra forma podrían desviarse hacia otros países o sectores más interesantes desde el punto de vista de la rentabilidad de las inversiones, o señalando, como última opción, que el Estado podría asumir la expansión, de no hacerlo las empresas privadas. cabe preguntarse, ¿será capaz el Estado subsidiario de reaccionar a tiempo para realizar las inversiones que el sector privado no esté interesado en realizar? y, ¿dispondrá de los recursos -tanto técnicos como económicos- para abordar los proyectos correspondientes?

Por otra parte, la reforma priorizó la mejora de la eficiencia del sistema vía la "desconcentración" de la propiedad, la fijación de precios reales, y la conformación de mercados competitivos, ignorando, hasta muy recientemente, los problemas de equidad. Por décadas, no sólo en Chile sino en América Latina, parte de los magros resultados operacionales de las empresas estatales se debieron a la atención y suministro de electricidad de sectores pobres o marginados y especialmente de los sectores rurales.<sup>94</sup> Desde el punto de vista del desarrollo con equidad, tales esfuerzos constituyen un deber de la sociedad.

OLADE<sup>95</sup> señala que *"El error de antaño, consistió en imponerle a las empresas objetivos no comerciales, obligándolas a asumir mandatos contradictorios rentables por un lado y desarrollistas por el otro, lo que se tradujo en desfinanciamiento y/o en esfuerzos insuficientes e inconsistentes en materia de equidad, en función de las motivaciones de la administración de turno o de la coyuntura política. Tal error tiende a ser corregido. Hoy se imponen los precios de mercado y tienden a desaparecer los subsidios indiscriminados y en el caso de que éstos sean necesarios, son aplicados directamente al consumo; en los Estados Unidos, por ejemplo, existen numerosos casos de cómo las empresas eléctricas son reguladas a fin de promover objetivos de carácter social, mencionándose en ella que un cierto nivel de subsidio cruzado sería inevitable."*

Los esfuerzos que hoy se realizan para incorporar los sectores rurales a la electrificación tropiezan con la dificultad que el tema no fue incorporado en el esquema global de planificación ni, por ende, en el esquema de regulación. Cabe preguntarse, ¿es posible que las modificaciones previstas a la ley eléctrica rectifiquen estos vacíos sin penalizar a las empresas eléctricas ni desincentivar la inversión del sector?, cómo tratar a los clientes rurales del sistema sin ser los últimos a ser servidos y los últimos a recuperar el servicio cuando éste se cae por fallas de la red?

## V. DESAFÍOS FUTUROS Y PROPUESTAS PARA UN DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE

### A. LA INSTITUCIONALIDAD Y LOS DESAFÍOS ENERGÉTICOS

#### 1. Los desafíos

Chile, se verá enfrentado a desafíos de gran relevancia para alcanzar objetivos, establecer lineamientos de políticas, regular y reorientar el desarrollo energético en términos del crecimiento económico, de equidad social y sustentabilidad ambiental.

Entre los principales objetivos y desafíos se pueden recapitular los siguientes:

- i) La autoridad deberá orientar y coordinar el desarrollo energético en un país con una matriz energética caracterizada por una alta y creciente dependencia de fuentes externas y en un escenario de mayor integración regional física y económica.
- ii) La complejidad del desafío medio ambiental demanda una respuesta institucional altamente especializada y jerarquizada. En ese contexto se inscribe el objetivo estratégico de hacer viable la máxima utilización racional del potencial de las fuentes renovables, en particular del recurso hidroeléctrico que constituye el principal energético disponible.
- iii) Es necesario continuar los progresivos esfuerzos por procurar espacios para las fuentes no convencionales, como geotermia, energía solar y eólica, sobre la base de su rentabilidad económica y la necesaria intervención del Estado.
- iv) Se deben perfeccionar los actuales mecanismos de planificación, a fin de hacerlos más activos y asegurar así un desarrollo que garantice, y asegure la inversión y permanencia de las unidades, no sólo la sustentabilidad económica de los proyectos, sino también su sustentabilidad social y ambiental.
- v) La autoridad energética tiene un rol estratégico en las definiciones sobre eventuales privatizaciones. Lo anterior debe tender a asegurar que dichas privatizaciones, en caso de producirse, contribuyan efectivamente al perfeccionamiento del sector y no sean simples transferencias de activos desde el sector público al sector privado.

vi) En términos de regulación, incluyendo los procesos de fijaciones tarifarias, la autoridad debe tender a cambiar el actual escenario a dos bandas (regulador y empresas), creando condiciones para que el principal actor, los consumidores, pasen a tener un papel activo.

vii) La inminente llegada al país de gas natural, desde Argentina y Bolivia, demanda de la autoridad energética, la adopción de criterios objetivos e independientes, que garanticen que la incorporación de este nuevo combustible sea un elemento de perfeccionamiento del mercado y no un deterioro mayor de la actual situación de concentración e integración vertical.

viii) Completar en el mediano plazo el proceso de energización rural.

ix) Se debe consolidar el criterio que la autoridad energética debe actuar independientemente de intereses sectoriales y de las coyunturas del manejo de la macro-economía.

## **2. Los instrumentos**

Algunos de los instrumentos que se requerirán para superar los desafíos antes mencionados, serían:

i) Consolidación de la Comisión Nacional de Energía, como autoridad energética nacional, salvaguardando su actual nivel jerárquico, su independencia y carácter intersectorial.

ii) Integrar el ámbito de la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a fin de asegurar su indispensable modernización, jerarquización y coordinación de actividades.

iii) Asegurar la inmediata promulgación del nuevo reglamento del DFL N 1 de Servicios Eléctricos e iniciar el proceso legislativo para modificar dicho cuerpo legal.

iv) Promover la organización de Asociaciones de Corporaciones de Consumidores de Electricidad, Agua Potable, Gas y Teléfonos, a fin de propiciar su actuación como actores libres de los procesos de regulación.

v) Crear instrumentos institucionales permanentes que garanticen un flujo continuo de información destinada a los usuarios.

vi) Promover el desarrollo de la investigación científica y aplicada, necesaria para mantener un nivel de actualización técnica-científica en el sector. Esto necesita igualmente de una interacción con el Ministerio de Educación y las Universidades a fin de garantizar un proceso permanente de evaluación de los contenidos curriculares.

## **B. LA PLANIFICACIÓN Y EL DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE**

La economía nacional tiende a consolidarse en torno a un crecimiento estable del PBI, de alrededor del 5.8%, lo que implicaría, según los criterios de la Comisión Nacional de Energía para los próximos diez a quince años: un aumento de la demanda de energía eléctrica de un 6% anual, y según estimaciones de ENAP la duplicación del consumo de combustibles líquidos.

A partir de la etapa más drástica de aplicación de la Reforma del Sector Energético, es decir a inicios de la década de los 80, el sector privado como actor principal en el desarrollo eléctrico y el sector público a nivel del subsector de hidrocarburos, han debido enfrentar desafíos crecientes, tanto desde el punto de vista cuantitativo como cualitativo.

Sin duda el hecho de que los agentes económicos hayan resuelto satisfactoriamente el desafío de la inversión, no diluye la responsabilidad del Estado, a través de su función de planificación, para prever oportunamente y resolver coherentemente algunas dificultades que previsiblemente se presentarán en el futuro.

### **1. El contexto político: la consolidación de la democracia**

La reforma se dio durante un período en que por una parte se crearon las condiciones de una alianza tácita, entre la autoridad que fue permisiva para un proceso de privatizaciones ampliamente favorable (y se podría decir diseñado desde el punto de vista del interés privado), pero que en muchos aspectos fue contraria a los intereses públicos y el bien común. Tal como ya fue expuesto, estos elementos se refieren principalmente a los fenómenos de concentración, integración vertical y dominio sobre los derechos de agua. De hecho el espacio para el ingreso de nuevos actores al sector quedó limitado por las severas barreras de entrada antes señaladas.

Pero por otro lado este proceso revestido de estas características conllevó el compromiso implícito de asumir las inversiones proyectadas, situación que realmente aconteció en la realidad.

Por otra parte, si bien en la etapa de recuperación de la democracia (período 1990 - 1994) las prioridades de la época no eran funcionales a la corrección de las distorsiones antes enumeradas, es cierto también que a futuro el proceso de consolidación de la democracia, producirá inexorablemente una creciente movilización por parte de la opinión pública en pro de mayor equidad y transparencia en el comportamiento del sector.

### **2. El uso de los recursos disponibles y los pilares del desarrollo energético**

Chile no dispone de recursos variados e importantes en su matriz energética, con excepción del recurso hidroeléctrico. Todas las estimaciones indican que en petróleo, derivados, carbón y gas natural el país será crecientemente dependiente de las importaciones.

La sustentabilidad del desarrollo podría verse afectada por la dependencia energética, la importancia de los recursos asignados a importar energéticos y financiar las inversiones del sector y el agotamiento eventual de recursos energéticos que sustentan el proceso de crecimiento actual.

Si bien en el corto plazo no se vislumbran problemas mayores, se estima que el desarrollo puede verse amenazado si sus políticas energéticas no se orientan en función de la sustentabilidad del desarrollo.

En el largo plazo, la dependencia energética tenderá a agudizarse si no se manejan adecuadamente los recursos y no se adopta la eficiencia energética como una opción estratégica de desarrollo. En efecto, el recurso hidráulico que es explotado en menos del 15% de su potencial - evaluado en 23.800 MW-, se agotaría en unos 30 años más si se mantiene el ritmo actual de explotación <sup>96</sup>.

De ahí la gran importancia que para el futuro energético nacional adquiere la utilización racional -en términos económicos y ambientales- de ese recurso, como la base del futuro desarrollo eléctrico y como parte importante del desarrollo energético global.

Si el ejercicio de planificación no recoge apropiadamente sus elementos positivos y sus limitaciones, no pueden escapar a estas consideraciones el hecho de que la variable medioambiental tiende a presentarse como una severa valla para el pleno aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país.

A lo largo de los últimos años, el país ha ido definiendo cuáles serán los pilares de su desarrollo energético. En los próximos años estas opciones tienen que ser debidamente explicitadas e incorporadas íntegramente en la planificación del desarrollo energético sustentable.

**i) La Hidroelectricidad.** Debe ser sin duda la respuesta esencial para el desarrollo energético del país. La abundancia del recurso, la tradición y alto dominio tecnológico del tema, como su relativamente bajo efecto medio ambiental de signo negativo hacen indispensable su definición de área prioritaria del desarrollo energético futuro.

**ii) El Gas Natural.** La inminente exitosa culminación de los esfuerzos de cuatro años por aportar este energético en forma masiva a la matriz energética nacional, no cabe duda que va a dar una nueva dimensión tecnológica y medio ambiental a vastas áreas del consumo, como son la industria, la minería, el transporte, el consumo residencial y fundamentalmente el abastecimiento a las centrales eléctricas.

**iii) Mejor calidad de los derivados del petróleo.** Asumiendo que la producción nacional de crudo será marginal en el futuro, el desarrollo y modernización del proceso de refinación nacional, pasa a ser el gran desafío para este sector. El cumplimiento de los índices límites de emisiones llevan a la necesidad de masificar los objetivos de producción de combustibles con bajos índices de material particulado, azufre y plomo entre otros.

**iv) Las fuentes no convencionales.** Si bien es cierto que estas fuentes no están aún, por limitantes económicos, en condiciones de ser masificadas, es necesario considerar que el acelerado desarrollo tecnológico asociado a las mismas, como los sistemáticos aumentos de restricciones para otras fuentes, emanados de la política medio ambiental en uso, hacen que su horizonte de mayor utilización tienda a acelerarse. La necesidad, pues, de una política nacional más explícita hacia ellas, la cual debe contemplar un coherente programa de investigación y difusión, pasa a ser un objetivo de gran significación.

**vi) La Opción Nuclear.** Hasta el momento en Chile ha prevalecido el criterio de que esta opción no se enmarca en los objetivos de la política energética nacional, tanto por razones de seguridad medio ambiental como económica. Sin embargo, debe anticiparse a debatir ampliamente el tema y tener una opción de país, con amplio respaldo social, si ese debate y los criterios a que de lugar se dan en un escenario libre de las presiones o área de intereses económicos asociados a proyectos específicos.

**vii) Más equidad.** Si bien es cierto este tema es abordado en forma específica en otro punto, el tema medio-ambiental no puede ser encausado coherentemente sin hacer algunos comentarios bases sobre la equidad.

Las opciones de desarrollo energético enunciadas anteriormente, no pueden ser abordadas con sentido de país, en tanto subsistan bolsones de la sociedad que carecen de abastecimiento eléctrico permanente.

Asociado al desarrollo de futuros grandes proyectos energéticos se deben materializar los estudios y criterios que tiendan a crear las condiciones necesarias para dotar de un adecuado abastecimiento energético a las poblaciones que son afectadas por el modelo de desarrollo adoptado.

### **3. Los recursos financieros**

La magnitud de la demanda antes mencionada, representa que en el sector eléctrico deberán ser invertidos en los próximos diez años del orden de 4000 millones de dólares y en el área de hidrocarburos 1400 millones de dólares sin considerar los proyectos de gasoductos. En la década siguiente esa cifra será necesariamente mayor.

No necesariamente los factores que incidieron favorablemente para que hasta el momento las demandas de inversión fueran oportunamente satisfechas, observarán una permanencia estructural en el futuro, lo que sin duda constituye un desafío considerable. Entre esos factores se debe mencionar:

- ➔ El sector energético ha sido un utilizador preferencial de los fondos institucionales, los cuales debido a su propia regulación tienden a estar limitados para seguir siendo utilizados magnitudes crecientes en el subsector eléctrico.

- La creciente apertura del mercado de capitales ofrece a las empresas eléctricas nuevas y atractivas oportunidades de inversión fuera del país, por lo que los proyectos nacionales deberán competir seriamente con otras oportunidades de inversión.
- El mercado eléctrico nacional ha presentado hasta el momento severas barreras de entrada, debido a los factores restrictivos antes mencionados, lo que hace altamente improbable, de mantenerse las actuales condiciones en el caso del SIC, que capitales y sobre todo operadores internacionales puedan ingresar fluidamente en el mercado.
- El proceso de concentración de la actividad generación-transmisión, plantea una aguda contradicción entre el objetivo de dar continuidad a las inversiones por un lado, para lo cual es necesario que las empresas continúen activas en esta materia y el objetivo de poner límite a este proceso de concentración.

#### **4. Reorientar la planificación: de la planificación indicativa a la planificación del desarrollo energético sustentable**

Hasta la fecha, en un escenario caracterizado por una reforma reciente, con importante disponibilidad de recursos financieros y con una economía regional aún no globalizada, la planificación energética y especialmente la eléctrica, ha jugado esencialmente un rol de coordinación, ordenando *de acuerdo al menor costo los proyectos identificados y propuestos por las empresas*.

A su vez en el subsector de hidrocarburos, la Empresa Nacional del Petróleo ha conducido su desarrollo de acuerdo al interés empresarial, con las necesarias aprobaciones de la autoridad, pero fuera del contexto de un plan estratégico global.

La inminente llegada al país del gas natural, tanto de Argentina como de Bolivia, plantean desafíos de planificación muy importantes, si se quiere realmente evitar los conflictos que emanan del modelo existente en la organización industrial del sector eléctrico.

Las consideraciones relativas a la sustentabilidad del subsector y de su contribución al desarrollo con crecimiento económico, equidad social y sustentabilidad ambiental, deben incorporarse al proceso de planificación y al esquema regulatorio. Ello es más complejo en el caso chileno que en aquellos países en los cuales se inicia el proceso de reforma dado que en cierta medida significa modificar las reglas del juego que acompañaron al proceso de privatización y que hoy parecieran sustentar la dinámica del subsector, lo que no debiera ser motivo para eludir la necesidad de cambio.

Lo anterior sugiere que el logro de estos objetivos, deberían probablemente vincularse con una especie de asociación, en que las empresas percibieran los beneficios que tendría para ellas convertirse en actor protagónico del uso eficiente de la energía. La sustentabilidad ambiental se vería reforzada, y recibiría respaldos complementarios, no sólo de la banca multilateral, sino también de la sociedad civil o de grupos organizados, renuentes a aceptar el desarrollo de grandes proyectos.

En consecuencia, la integración en los esquemas de planificación de las metas señaladas y de las presiones por integrar el medio ambiente en el diseño de los proyectos, permitirá satisfacer algunas de las condicionantes del desarrollo sustentable.

En lo que respecta a la planificación, se estima que la planificación integrada de recursos -conocida como IRP-, constituye una de las opciones más adecuadas para integrar el uso eficiente de la energía en el esquema regulatorio. Ella incorpora a las empresas energéticas y a los entes reguladores en un proceso de planificación, que consiste en identificar alternativas de oferta y demanda para satisfacer los requerimientos por servicios energéticos teniendo en cuenta los factores económicos y ambientales.

Los principios básicos involucrados en el IRP son dos: mínimo costo para el usuario y tratamiento idéntico para las opciones basadas en la ampliación de la oferta y en el manejo de la demanda o eficiencia energética. Sobre estas premisas se clasifican las diferentes tecnologías y programas de abastecimiento (distintas tecnologías de ahorro, manejo de la demanda máxima, energías renovables, cogeneración, y las centrales de ciclo combinado, hidroeléctricas, nucleares y turbina a vapor) según sus costos crecientes hasta satisfacer los requerimientos previstos.

Por otra parte, la reforma del sector eléctrico, y específicamente el marco regulatorio diseñado, no cauteló, ni tampoco previó, las consecuencias de las privatizaciones ni el importante rol, que habrían de jugar en la economía las empresas eléctricas o los grupos económicos presentes en dicho mercado. Las consecuencias de grados elevados de integración vertical y horizontal, e incluso transectorial perturbaban el funcionamiento adecuado del mercado eléctrico afectando la competitividad, la eficiencia de funcionamiento del sistema y, a largo plazo, la equidad.

La reglamentación actual soslaya los impactos que se derivan de un elevado grado de concentración, aún cuando algunas cifras permiten afirmar que la actual estructura del mercado eléctrico, estimula y fomenta dicho proceso. Experiencias reestructuradoras más recientes, han previsto las consecuencias negativas derivadas de ignorar tal fenómeno de concentración de la propiedad y sus consecuencias más globales en la economía, adoptando diversas medidas en la normativa<sup>97</sup>.

La participación de los diversos actores involucrados en el desarrollo del sector, está ausente de la reglamentación actual. En rigor, los involucrados en los procesos de toma de decisiones son las empresas y el Estado, excluyéndose al consumidor y al público en general.

La incorporación de los consumidores o usuarios, debiera considerarse desde los primeros pasos de la reestructuración de la industria eléctrica, lo que quiere decir, participación en los procesos de privatización, en la verificación de la transparencia de los mismos y discusión en torno a los marcos regulatorios a implantar. En el funcionamiento del sistema mismo, debe ser considerada la opinión de los consumidores, entre otros en la fijación de las tarifas, manejo del CDEC, definición de las opciones para satisfacer los requerimientos eléctricos del desarrollo. Las formas que dicha participación podría adoptar, superan el alcance de este trabajo. En cualquier caso, ella debería contemplar un cierto compromiso que asegure por una parte, que dicha participación no se limita a un ejercicio formal y, por la otra, que no se inmovilice el sistema y se cautele la eficiencia del mismo.

### C. LOS DESAFÍOS DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL PROCESO DE INTEGRACIÓN

Los acuerdos de integración económica de Chile en el marco del Mercosur aún no han sido implementados, esperándose que los mismos se firmen en el transcurso de 1996. Sin embargo es de destacar el gran avance logrado en alcanzar uno de los objetivos más relevante de la política energética nacional de los últimos dos gobiernos: la integración energética bilateral con los países vecinos.

Los acuerdos firmados con Argentina en materia de integración petrolera hicieron posible uno de los proyectos más significativos de los últimos años ligados al abastecimiento petrolero de América Latina y El Caribe, el denominado oleoducto Transandino, que a partir de 1994 vincula yacimientos argentinos de la cuenca neuquina (Puerto Hernández) con Puerto San Vicente, adyacente a la Refinería Petrox en la VIII Región de Chile, la cual abastece más del 30% del mercado nacional, además de permitir la reexportación de crudo argentino.

Los avances registrados en las negociaciones para la construcción de gasoductos, hacen prever como altamente probable la futura construcción de al menos uno de ellos que introducirá modificaciones sustanciales en la estructura del balance energético chileno y particularmente en el funcionamiento del mercado eléctrico.

En julio de 1995, los gobiernos de Chile y Argentina suscribieron el protocolo por el cual los dos países liberalizaron el intercambio de gas natural que no impone restricciones para que productores y compradores de las dos naciones negocien libremente volúmenes, transporte, precios, lugar de origen y condiciones de contratos.

Varios son los proyectos que se encuentran en diferentes etapas de maduración:

**i) Para abastecer la zona central:** dos proyectos están compitiendo en la actualidad.

- **Gasoducto Transandino**, que parte desde Loma de la Lata (Neuquén, Argentina), cruzaría por el sur en Chillán y llegaría a Santiago. Contempla una derivación a Valparaíso, implica un tendido de 820 km. de ducto principal y 565 km. de ramales secundarios y una capacidad de  $7 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>/día. Las empresas involucradas en el ducto principal son Chilectra, ENAP y Enersis por parte de Chile; YPF, Astra, Bidas, Pluspetrol y Petrolera San Jorge por Argentina; TENNECO GAS de Estados Unidos. En la distribución estarían involucradas British Gas y dos firmas chilenas Chilectra y Enersis.
- **GasAndes**, que abastecería de gas a las regiones V y metropolitana, tomaría el gas del gasoducto centro-oeste en La Mora (Mendoza-Argentina), entraría por el Cajón del Maipo, Santiago y derivaría a Valparaíso y Viña del Mar. Tendría una extensión de 465 km. y una capacidad total de  $10 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>/día. La estructura empresaria está compuesta por las argentinas Techint (15%), Compañía General de Combustibles (15%); la canadiense Novacorp (40%) y las chilenas Gasco (15%) y Chilgener (15%)<sup>98</sup>.

De estos dos proyectos, pareciera que por el tamaño del mercado chileno sólo uno de ellos se ejecutará y se constituiría en el primer proyecto exportador de cierta magnitud del gas argentino. Dado que no existe en Chile una industria del gas madura, por lo que se requiere de un período de tiempo para el tendido de redes domiciliarias y de adaptación de la industria al consumo, y en función que las usinas termoeléctricas ofrecen una demanda segura e inmediata de gas, las acciones que éstas tomen resultan definitorias a la hora de evaluar la ecuación económica-financiera de los dos proyectos alternativos.

Por tanto, para la concreción final será fundamental la decisión que tomen las empresas generadoras de electricidad en suscribir los respectivos contratos de compras con uno u otro consorcio. En este pareciera que como más viable económicamente el proyecto GasAndes, por cuanto las generadoras Colbún, Endesa, Empresa Eléctrica de Santiago, el consorcio integrado por Chilgener y la Compañía General de Electricidad, y la distribuidora MetroGas (para consumos industriales y residenciales), ya han suscrito los correspondientes contratos de compra con GasAndes.<sup>99</sup>

No obstante ello, la indefinición si serán uno o dos gasoductos continúa, ya que el consorcio Transgas que impulsa el Gasoducto Transandino ha anunciado que proseguirá con el proyecto, por cuanto a septiembre de 1995, "se han suscrito contratos con tres generadores de electricidad (Interger, Entergy y Southern Electric) para abastecer cuatro plantas de ciclo combinado por un total de 1380 MW, lo que sumado al contrato con la distribuidora Gas de Chile para los sectores residencial e industrial, representa la totalidad de la capacidad del gasoducto y asegura la realización del proyecto"<sup>100</sup>.

Con posterioridad a esta fecha, se retiraron del consorcio Chilectra S.A. y Entenergy. Sin embargo, el consorcio TransGas se encuentra "identificando a los candidatos más interesados para construir plantas termoeléctricas, no descartando la posibilidad de Tenneco de entrar en el negocio de la generación a través de una nueva filial en Chile la Tenneco Energy".<sup>101</sup>

Quizá, para comprender las estrategias de las empresas transnacionales que están operando en los consorcios de los dos gasoductos, requieran tomar un marco de referencia más amplio y no sólo el mercado chileno, pero esto va más allá del alcance de este trabajo.

Dado el sistema imperante en que las decisiones de inversión son tomadas por los actores privados sin intervención del Estado y que en el caso de los proyectos de abastecimiento de gas natural que provendrá tanto de Argentina como de Bolivia, no se convocó a una *licitación pública*, para el sector privado constituye un dilema el tratar de compatibilizar la viabilidad de un proyecto que representa una gran inversión, con un mercado nacional que aún es necesario desarrollar. Por ello, la indefinición está provocando ciertos impactos en las generadoras de electricidad, que siguen estrategias diferentes según la posición que ostentan en el mercado y el grado de integración vertical que presenten (ver más adelante punto 2).

**ii) Para abastecer la zona sur.** Desde Neuquén en Argentina hasta Cabrero, Laja, Arauco, Concepción y Coronel en la octava región de Chile, el consorcio GasSur integrado por Gasco, Copec,

Novacorp y Lone Star Gas Company, contempla la construcción de un gasoducto de  $1.5 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> diarios. Este proyecto abastecería de gas a las empresas de celulosa y madereras principalmente, a más de la mitad del consumo energético de las firmas de harina de pescado.

Este proyecto también cuenta entre sus ventajas, la oportunidad de cogeneración de electricidad básicamente en la industria de la celulosa.

iii) **Para abastecer el norte.** Dos proyectos se están considerando para abastecer el gran consumo de plantas termoeléctricas originado por la creciente demanda de energía eléctrica de la industria minera:

- Atacama<sup>102</sup>. Este proyecto está a un nivel primario (o de idea), tendría una extensión de 640 km. de longitud partiendo desde Ramos (Salta-Argentina), hasta Antofagasta, Mejillones y Tocopilla en Chile.
- El acuerdo de interconexión gasífera entre Bolivia y Chile<sup>103</sup> ha dado paso a un avanzado estudio, el cual ha entregado perspectivas muy promisorias sobre la posibilidad de que Bolivia pueda colocar en el Norte Grande de Chile importantes volúmenes de gas, a partir del año 1997-98. El proyecto Norandean, que cuenta con estudios de ingeniería básica y prefactibilidad, parte de Tarija (Bolivia) hasta María Elena-Tocopilla en Chile, tendría una capacidad de  $5 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> /día, esperándose su puesta en marcha en 1998. El consorcio cuenta entre sus principales empresas a ENAP, YPF de Bolivia y BHP Power de Australia.

### **1. El marco regulatorio del gas**

El protocolo gasífero antes mencionado entre Argentina y Chile, posibilitará la materialización de diversos proyectos que está impulsando el sector privado, los que debería traer beneficios para Chile en términos de a) menores costos del suministro eléctrico, desarrollo de nuevas actividades industriales y c) menores índices de contaminación ambiental.

Este acuerdo binacional establece por un lado, la operación de gasoductos por el sistema de "acceso abierto" y, por otro, que el abastecimiento interno no se verá afectado por las operaciones de exportación y viceversa. En caso que el suministro se viere temporalmente afectado se observará el principio de "no discriminación" entre ambos países.

El acceso abierto constituye una de las cláusulas fundamentales para que existan posibilidades de una real competencia entre operadores y actores de las diversas etapas de la cadena energética. En efecto, la posibilidad que tendrán los actores -aquellos existentes y los potenciales nuevos- del sistema eléctrico de comprar a productores que no pertenezcan al sistema de transporte, evidentemente levanta o al menos limita la barrera de entrada que constituiría el caso opuesto.<sup>104</sup>

Como medida complementaria se publicó en el Diario Oficial, también en julio de 1995, el Reglamento de Concesiones para el Transporte y Distribución de Gas Natural, que establece el marco normativo respectivo. Define el concepto de "acceso abierto" refiriéndolo a la obligatoriedad de los

concesionarios de transporte de prestar sus servicios en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información para todos sus usuarios. También dispone que no existen restricciones en el número y trazado de los gasoductos y redes de distribución que se construyan.

A partir de las decisiones del gobierno argentino en el sentido de flexibilizar los volúmenes disponibles para el mercado chileno, hacer viable el captar gas desde cualquier punto de sus redes, y no poniendo limitaciones sobre su origen, resulta evidente que el marco regulatorio nacional debe ser congruente con estas decisiones.

En este contexto la segmentación del negocio en sus áreas de transporte y distribución, limitando los niveles de integración vertical y definiendo el libre acceso al sistema de transporte, resultan una condición necesaria para propender a un mercado medianamente competitivo. Aún cuando no se haya establecido la ley que regulará la distribución y por tanto el sistema tarifario, como así tampoco la fijación de peajes para el transporte, la Comisión Nacional de Energía ha venido insistiendo desde 1990 sobre la necesidad de contar con un sistema de acceso abierto en la red troncal.

Pero este esfuerzo por hacer realidad estos importantes proyectos, casi carecerán de sentido, si las soluciones que se adopten significan agravar la actual situación de concentración que se verifica en el mercado eléctrico. Al respecto la autoridad tiene la gran oportunidad para que las nuevas centrales de ciclo combinado que utilizarán gas natural como combustible sean una herramienta concreta de desconcentración.

## **2. Los impactos de la penetración del gas natural**

El impacto de la penetración del gas natural puede sintetizarse en:

- incorporará un nuevo elemento a la matriz energética nacional, lo que diversificará la oferta;
- se sustituirán combustibles líquidos en los sectores residencial (al gas licuado) e industrial (al fuel oil), y en una segunda fase en el transporte (a las gasolinas), estimándose menores precios a los consumidores y menor emisión de gases de invernadero, en particular de CO y CO<sub>2</sub>;
- claras economías de transporte desde el punto de vista de la importación de combustibles, y
- fuerte elemento de integración económica con Argentina y Bolivia;

Pero quizá el mayor impacto se sitúe en el sector de la generación de electricidad, para el cual pueden citarse:

i) **Ventajas ambientales.** La operación de futuras centrales de ciclo combinado implicarán menores niveles de emisión de gases de invernadero, en función de los siguientes coeficientes de emisión por fuentes, como puede apreciarse en el cuadro 29 :

**Cuadro 29**  
**OPERACIÓN DE FUTURAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO**  
**(en Kg/tonelada y Kg/bep para el CO<sub>2</sub>)**

	<b>Gas Natural</b>	<b>Fuel Oil</b>	<b>Carbón</b>
<b>Partículas</b>	0.29	1.04	20.0
<b>SO<sub>x</sub></b>	1.0	1.99	3.8
<b>NO<sub>x</sub></b>	11.5	13.20	9.0
<b>HC</b>	0.02	0.13	0.15
<b>CO</b>	0.32	0.66	0.5
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>432.62</b>	<b>394.12</b>	<b>541.45</b>

**Fuente:** PRIEN-Universidad de Chile. "La Política de uso eficiente de la energía: es el mercado el motor de dicha política?", trabajo preparado para CEPAL, LC/R. 1569. Santiago, agosto de 1995

No obstante estas claras ventajas ambientales, la ubicación de las centrales de ciclo combinado se constituirá en un serio obstáculo para el desarrollo eléctrico futuro, en función de la destrucción de la capa de ozono en la zona central del país, en particular en el área limítrofe de la región metropolitana.

ii) **Sobre la estructura de generación.** La Comisión Nacional de Energía publicó recientemente<sup>105</sup> el programa de obras indicativo para el periodo 1995-2005. Sobre la base de los estudios de factibilidad que presentaron los interesados en construir centrales, la CNE revisó los proyectos y calculó los costos, estableciendo la conveniencia relativa de los proyectos y estableció el plan de obras a través de las evaluaciones económicas correspondientes. Este plan de obras es sólo indicativo en la medida que los interesados en construir centrales no necesitan la recomendación de la Comisión para desarrollar los proyectos.

La alternativa de desarrollo del sistema generación-transmisión que presenta el mínimo costo presente de abastecimiento al SIC, se presenta en el cuadro 30:

**Cuadro 30**  
**ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE MÍNIMO COSTO DE**  
**ABASTECIMIENTO AL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

FECHA	OBRA	TIPO CENTRAL	POTENCIA CENTRAL (MW)
Julio de 1996	San Ignacio	H	33
Octubre de 1996	Guacolda	T	150
Abril de 1997	Pangue	H	447
Octubre de 1997	Loma Alta	H	38
Mayo de 1997	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Enero de 1998	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Abril de 1998	Peuchén	H	72
Octubre de 1998	Mampil	H	46.7
Abril de 1999	Rucúe	H	100
Enero de 2000	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Enero de 2001	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Enero de 2002	Los Cóndores	H	103
Octubre de 2002	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Abril de 2003	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Enero de 2004	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Enero de 2005	A Gas ciclo combinado	T	332.4
Octubre de 2005	A Gas ciclo combinado	T	332.4
<b>TOTAL</b>			<b>3981.3</b>
<b>SUBTOTAL CICLO COMBINADO</b>			<b>2991.6</b>
<b>PORCENTAJE COMBINADO / TOTAL</b>			<b>75.1 %</b>

**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, "Programa de Obras de Generación y Transmisión de mínimo Costo de Abastecimiento en el Sistema Interconectado Central", Santiago, Septiembre 1995.

Estos resultados muestran la conveniencia de un desarrollo basado en centrales a gas natural, al que se le adicionan centrales hidroeléctricas medianas. En el corto plazo, implica la entrada de dos centrales ciclo combinado a gas natural entre 1997-98, el inicio de la construcción de Rucúe -de modo que entre en operaciones en 1999; y uno de los proyectos hidroeléctricos más importantes como es Ralco, se desplazaría al 2006.

La notoria conveniencia de costos que muestran las centrales a gas natural, implicaría la puesta en servicio de *nueve* centrales de este tipo, con una potencia de 3141 MW, que representaría el 75% del total a instalar en los próximos diez años.

Si la realidad comprobara el cumplimiento de este plan, se modificará la histórica preeminencia hidráulica en la estructura de generación del SIC, ya que de representar el 80% de la potencia instalada de 1994, pasaría al 51% en el 2005.

**iii) sobre las tarifas eléctricas.** Se espera que la penetración del gas natural provoque una disminución en los precios de nudo que representan alrededor del 55% de la tarifa que paga el usuario final.

La indefinición sobre si finalmente se realizarán uno o los dos gasoductos para abastecer a la zona central, también arroja resultados diferentes sobre el impacto en los precios de nudo: según estimaciones de la CNE, la reducción se situaría en alrededor del 15% si se toma como base el precio de nudo de abril de 1993, como puede ser apreciado en el cuadro 31 <sup>106</sup>.

Otras estimaciones arrojan resultados de un 20 a 30%, incluso de hasta el 50% en un "escenario desordenado"<sup>107</sup>. Aunque estas afirmaciones no dicen sobre qué base (trimestre-año) se está calculando esa reducción, esta indefinición está impactando seriamente el valor accionario de las principales generadoras en el mercado bursátil, a través de *"una baja del patrimonio de las compañías generadoras calculado en más de 3 mil millones de dólares, lo que afecta a los inversionistas ... dentro de los cuales se cuentan los fondos de pensiones. Por otra parte, esta situación ha alejado a los inversionistas institucionales internacionales, ... ha implicado una devolución de acciones de ADR en los mercados externos"*<sup>108</sup>.

**iv) Sobre la cogeneración.** Para que exista una real posibilidad de aprovechar esta fuente, se requiere un cambio en el marco regulatorio eléctrico, en que se permita reducir el nivel mínimo de potencia firme que los cogeneradores deberían entregar al Sistema Interconectado. No obstante ello, es claro que la disponibilidad de gas puede provocar una mayor presión a la entrada de nuevos "autoprodutores" (o productores independientes) al sistema, en función de las ventajas económicas del gas.

En efecto, Gas de Chile<sup>109</sup> estima cerrar negocios con unas cuarenta plantas industriales en un plazo de cinco años, en las que la inversión inicial en cogeneración sería amortizada en un plazo de 2.5 a 3 años.

## D. LOS DESAFÍOS SUBSECTORIALES

### 1. Subsector petróleo y derivados

Los derivados del petróleo constituyen el segmento más importante de la oferta energética, a la cual contribuyen con cerca del 40%; mientras que la producción nacional de petróleo, que a mediados de los ochenta llegó a representar alrededor del 60% del abastecimiento petrolero nacional, entró en un proceso irreversible de declinación representando en la actualidad menos del 10%.

En este subsector por otra parte existe una completa desregulación, con precios libres al consumidor; y libertad de importación, almacenamiento, refinación, transporte y distribución.

No obstante ello, existe el problema concreto de una industria que internacionalmente tiende a integrar verticalmente las funciones de producción y refinación ("upstream-downstream"), considerándose que es razonable contar por lo menos con un 20 a 30% de producción propia.

**Cuadro 31**  
**COSTO MARGINAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO**  
**(Base: Precio Nudo de Abril de 1993)**

<b>Trimestre</b>	<b>Costo Marginal (Mills/KWh)</b>
Oct-Dic 1995	36.70
<b>Ene-mar 1996</b>	<b>49.60</b>
Abr-Jun 1996	66.20
<b>Jul-Sep 1996</b>	<b>54.00</b>
Oct-Dic 1996	41.60
<b>Ene-mar 1997</b>	<b>75.60</b>
Abr-Jun 1997	36.00
<b>Jul-Sep 1997</b>	<b>29.30</b>
Oct-Dic 1997	24.10
<b>Ene-mar 1998</b>	<b>24.30</b>
Abr-Jun 1998	23.50
<b>Jul-Sep 1998</b>	<b>22.90</b>
Oct-Dic 1998	23.20
<b>Ene-mar 1999</b>	<b>28.10</b>
Abr-Jun 1999	27.40
<b>Jul-Sep 1999</b>	<b>24.50</b>
<b>Promedio Ponderado:</b>	
(Mills/KWh)	36.82
(\$Ch./KWh)	14.53

**Fuente:** Comisión Nacional de Energía, "Fijación de Precios de Nudo, Sistema Interconectado Central". Informe Técnico, Santiago, Octubre 1995

Considerando las estimaciones de ENAP señaladas anteriormente, que en quince años el consumo de derivados del petróleo se habrá duplicado, y que la actual capacidad de refinación está prácticamente saturada, se deberá planificar la expansión de la actual capacidad de las refinerías, que implica inversiones por sobre los 500 millones de dólares.

La decisión de ampliar las actuales refinerías, construir otras nuevas, admitir capital privado en una actividad que debería ser integrada con la producción, son tareas de planificación estratégica que exigirán un riguroso esfuerzo para compatibilizar el bien público con una correcta asignación de recursos.

El examen de este problema se torna aún más complejo, si se considera que a raíz del progresivo proceso de reformas económicas en Argentina, Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia, Venezuela y Brasil, se tenderá a globalizar los mercados y Chile como país netamente importador y con una economía muy dinámica y estable, será un mercado interesante para los agentes económicos de dichos países.

Lo anterior obligará a la autoridad energética a planificar la expansión del subsector de hidrocarburos, en el marco de un mercado expandido a un espacio económico amplio, como el Mercosur, en el cual ENAP deberá evaluar en una perspectiva mucho más amplia su estrategia de desarrollo.

En esta materia al Estado le cabe adoptar decisiones sumamente complejas. Es difícil prever un escenario en que los recursos financieros necesarios para ampliación o construcción de nuevas refinerías se materialice sobre la base de la inversión pública únicamente.

Por otro lado, resulta difícil que el capital privado esté dispuesto a participar minoritariamente en un negocio que tiene un riesgo significativo, sobre todo cuando no tiene algún nivel de integración con la producción.

En esa perspectiva, y considerando que ENAP probablemente no pueda continuar enfrentando los complejos desafíos de un mercado regional crecientemente globalizado y que el capital privado sería indispensable para la expansión de la Empresa, la constitución de una Sociedad Mixta puede ser la respuesta más apropiada.

Lo anterior adquiere su fundamento central, al considerar que en un mercado relativamente pequeño como el chileno, no parece económicamente eficiente una segregación o atomización de esta actividad.

## **2. La energía eléctrica**

En este subsector se puede visualizar que los principales retos futuros para dotar al sistema de una mayor competencia en la generación-transmisión, dependerá de un marco regulatorio adecuado y de la real posibilidad de que nuevos actores intervengan en ese segmento, la que aparece fuertemente relacionado con las condiciones y funcionamiento del mercado gasífero.

La autoridad se verá enfrentada a otro reto de importancia -que se mencionó en la utilización de los recursos nacionales- el desarrollo de la hidroelectricidad, en que deberá adoptar todas las medidas necesarias para que este recurso le pueda entregar al país todo su potencial. Por su bajo costo, su carácter menos agresivo hacia el medio ambiente y por la tradición que el desarrollo hidroeléctrico tiene en el país, éste se debería consolidar como un firme pilar del desarrollo eléctrico futuro, a pesar de las evaluaciones incluidas en el futuro plan de obras.

**i) Mayor competencia en el SIC.** Si se evalúa la existencia de elementos de competencia a partir del análisis del comportamiento de los precios, en Chile se dan dos condiciones muy diferenciadas entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y en el Sistema Interconectado Central (SIC).

De hecho en el caso del SING en que frente a un fuerte interés de los inversionistas se está produciendo una real situación de competencia, los precios han tenido una evolución muy favorable para el consumidor. En efecto, las empresas que están compitiendo no tienen segmentos importantes del mercado asegurado, lo que las lleva a exigir tasas internas de retorno de 10%, lo cual se origina en el exceso de proyectos frente a un plan de obras recomendado por la Comisión Nacional de Energía para una tasa social de 12% anual.

En cambio, en el caso del Sistema Interconectado Central, que representa el 82% del consumo nacional y en el cual se verifican fuertes rasgos de concentración, en un determinado caso puede ser más rentable o por lo menos indiferente, postergar proyectos que acometer nuevas inversiones.

De hecho los niveles de precios del SIC, se han aproximado cada vez más a los del SING, pese a que este último sistema descansa casi exclusivamente en generación térmica, hecho motivado, en el creciente nivel de competencia que se da en el SING, en el cual no existen las barreras de entrada del SIC.

Estos hechos refuerzan la imperiosa necesidad de que la futura disponibilidad de gas natural constituya realmente una puerta de entrada para futuros operadores del Sistema Interconectado Central. Para ello, la CNE deberá adoptar una actitud más activa, a fin de no limitarse a un ejercicio de planificación pasivo, sino asumir una actitud de orientación, promoviendo la presentación de nuevos proyectos.

**ii) El marco regulatorio.** Dentro de este tema, surgen como desafíos fundamentales:

- Resolver urgentemente las principales barreras de entrada al mercado eléctrico, las cuales impiden que se de un escenario de real competencia. En ese sentido la actual propuesta de la Comisión Nacional de Energía de promulgar un Reglamento General interpretativo del DFL N 1 de 1982, tiende a resolver en el corto plazo importantes problemas de transmisión y peajes, lo cual puede solucionar parcialmente la actual situación.

- El nuevo reglamento no debe limitar la necesidad de continuar trabajando en la perspectiva de una modificación general de la Ley Eléctrica, de forma que definitivamente estos cambios tengan ese carácter. En este sentido la fragmentación del segmento generación-transmisión aparece como en elemento principal.
- Resolver el actual tratamiento legal que regula el acceso a los derechos de agua para fines de aprovechamiento hidroeléctrico, gravando su disponibilidad, ligando su concesión a proyectos concretos de utilización, dando al mismo tiempo un plazo máximo para la materialización de los mismos.
- Incorporar claramente el concepto de calidad del servicio.
- La CNE deberá asumir un rol más activo en la promoción, evaluación y pronunciamiento respecto al impacto ambiental de los proyectos hidroeléctricos. Cualquier tratamiento voluntarista o excesivamente pragmático de este tema, amenaza con hipotecar la gran oportunidad que el país tiene de aprovechar de forma coherente, considerando debidamente el interés privado y público, este importante potencial.

## **E. LA ENERGÍA Y EL MEDIO AMBIENTE**

En la mayoría de los países de América Latina y El Caribe, las etapas de extracción, transformación y generación, de transmisión y transporte, y de uso de la energía producen y producirán a futuro impactos ambientales de importancia. La contaminación atmosférica de las principales ciudades de la región y la discusión acerca de la construcción de grandes centrales eléctricas de algunos países latinoamericanos<sup>110</sup>, no son sino las primeras manifestaciones de problemas que concitan la atención ciudadana e, incluso, una cierta resistencia hacia los proyectos energéticos.

En términos generales, si los países no establecen una clara regulación al respecto, los usos de energía en el transporte urbano o de combustibles fósiles en la industria, agudizarán dichos problemas, con una intensidad que dependerá de la tecnología utilizada, de la calidad del combustible y del estado de mantención de los equipos; a su vez, la deficiente calidad térmica de las viviendas y de los artefactos utilizados para la cocción de alimentos y calefacción continuarán afectando la calidad de vida y la salud de las personas.

El efecto invernadero, y su influencia sobre el cambio climático global, constituirá probablemente un detonante a mediano plazo, para forzar el cambio de combustibles y una mayor introducción de la electricidad (especialmente cuando la generación eléctrica no se origina en la combustión de combustibles fósiles), en las actividades domésticas y productivas.

## **1. Política energética y medio ambiente**

El esfuerzo de desarrollo económico requiere descansar en diversos pilares inherentes por un lado a una política macroeconómica rigurosa y coherente y por otra a una política social que garantice su estabilidad.

Recientemente se ha asumido en la sociedad chilena plena conciencia de que uno de los grandes desafíos, posiblemente el mayor de todos, de cara al siglo XXI, es conciliar los objetivos de crecimiento económico asociado a la necesaria sustentabilidad ambiental.

El sector energético debe pues enfrentar un doble desafío de gran relevancia: por un lado es un elemento principal para el éxito de los grandes objetivos económicos que pretenden en el mediano plazo alcanzar los parámetros económicos de países que tienen un nivel de desarrollo superior, que implica crecimientos sostenidos de la oferta energética por sobre un 6% anual; y por otro, conseguirlo en un escenario de armonía con el medio ambiente o de mínima agresión hacia él, lo que se transforma sin lugar a dudas, en el gran objetivo de la política energética nacional.

Al respecto surgen varios desafíos que deben apuntar al objetivo central de la política energética nacional conciliar un aumento sostenido de la oferta, con un nivel adecuado de sustentabilidad medio-ambiental. En esa perspectiva surgen como materias esenciales conducentes a dicho objetivo: una política de Estado con pleno compromiso de la sociedad, la definición de los pilares en que descansarán el desarrollo energético, una vigorosa política en el uso eficiente de la energía.

## **2. Una política de estado con pleno compromiso de la sociedad**

El primer aspecto a despejar, es la democratización del tema, de forma tal que la sociedad en su conjunto asuma que los requerimientos impostergables de mayor crecimiento económico, conllevan la imperiosa necesidad de nuevos proyectos energéticos.

Este tema ha ido irrumpiendo paulatinamente en el debate nacional, pero como tema emergente. Sus diferentes actores son muy cautelosos en la exposición de sus argumentaciones, debido a la debilidad de muchos de ellos causada por la carencia de información rigurosa y sistemática. Esta situación debe dar lugar a un escenario que permita un debate amplio y participativo.

Una verdadera política de Estado sobre esta materia no será nunca eficaz si no está fundada en una gestación plenamente participativa, en que los actores involucrados presenten fundamentadas opciones basadas en la misma disponibilidad de información.

## **F. HACIA UNA VIGOROSA POLÍTICA DE USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA**

### **1. La competitividad de los distintos sectores y el uso eficiente de la energía**

La apertura comercial del país impone la necesidad de racionalizar el uso de los principales insumos productivos, de manera de reducir los costos de producción. Ello no sólo es válido en el caso de las empresas exportadoras -casi un 40% del producto interno bruto de Chile se destina al mercado exterior- sino que también a los productos manufacturados que se destinan al mercado nacional.

Si bien las ventajas naturales de muchos de los bienes que Chile exporta aseguran por el momento importantes márgenes de rentabilidad, ellas se irán reduciendo al incorporarse otros países al mercado, o, como ocurrió con la minería del cobre en Estados Unidos, la crisis de algunos sectores industriales conduce al reemplazo de equipos y procesos obsoletos por otros de elevada productividad que incorporan tecnologías de última generación. Esta situación obliga, especialmente en los casos en que la energía constituye uno de sus insumos principales, a adoptar tecnologías y medidas de gestión que reduzcan significativamente sus requerimientos de energía.

Como ha sido señalado, aunque todavía hay importantes potenciales de mejoramiento, esto está ocurriendo solamente en la minería del cobre y en la industria de la celulosa. La mayoría de las veces, porque la eficiencia energética viene incorporada en los equipos importados ya sea en forma directa o como resultado de su mayor productividad global, lo que no excluye la búsqueda específica de la eficiencia energética.

En el caso de otras ramas industriales, por ejemplo en la agro-industria, el uso de energía para satisfacer los requerimientos de frío deberá racionalizarse aún más, en la medida que la competencia se haga más difícil y la ventaja de las estaciones invertidas con el hemisferio norte se reduzca debido a las mejoras genéticas que están llevando a cabo los países de esa área, particularmente los Estados Unidos.

### **2. El uso eficiente de la energía y el bienestar de la población**

De acuerdo con la CNE<sup>111</sup>, el país gastó en 1992 del orden de 3.700 millones de dólares en energía, de los cuales aproximadamente 800 millones corresponden al sector residencial. La ineficiencia con que este sector utiliza la energía -de acuerdo con diversos estudios del PRIEN, las potencialidades de mejoramiento de la eficiencia en el sector oscilan entre 20 y 25%- permiten visualizar la importancia que para la población podría tener el uso eficiente de la energía.

De acuerdo con la encuesta de presupuestos familiares del INE<sup>112</sup>, el 20% más pobre de la población de Santiago destinaba del orden de un 10% de su ingreso a la adquisición de electricidad y combustibles<sup>113</sup>, mientras que el 20% más rico gastaba del orden de 4% de sus ingresos en energía. La relación de los gastos energéticos para dichos quintiles era de 1 a 5 y la relación de ingresos para los mismos quintiles, aproximadamente en la misma época (CASEN, 1990), era de 1 a 15. Con toda probabilidad esta situación no ha variado en los últimos cuatro años, lo que significa que el costo energético para los grupos más pobres es mucho más elevado que para los segmentos más ricos.

Cabe señalar que estudios realizados en otras regiones del país, en el caso de los sectores de extrema pobreza, dan cuenta de participaciones relativas aún mayores (20%) del gasto de energía respecto de los gastos totales<sup>114</sup>. Asimismo, estudios realizados en Chile indican que la calidad térmica de la vivienda es precaria, y en muchos casos, francamente mala<sup>115</sup>. Ello se traduce en elevados gastos en energía, deterioro de la vivienda, contaminación intradomiciliaria<sup>116</sup> y problemas de salud.

En consecuencia, una mejora de dicha calidad térmica y de la eficiencia de los equipos usuarios de energía, reducirá el consumo de energía, el gasto familiar, la humedad y contaminación intradomiciliaria, el deterioro de las viviendas y las infiltraciones, contribuyendo a mejorar la equidad social cuando estas acciones se orientan hacia los sectores de bajos ingresos.

### **3. Impactos del uso eficiente de la energía sobre la sustentabilidad ambiental**

La CNE analizó los impactos que tendría un programa agresivo de uso eficiente de energía, basado en el cumplimiento de las metas que la Comisión se ha fijado para el decenio. A modo de referencia se analizaron tres escenarios, el escenario de la CNE (ahorro de 10% del consumo previsto para el fin del decenio, definido como de alta eficiencia), un escenario medio (5% de ahorro) y un escenario base, asumiendo que la relación entre la tasa de crecimiento de la demanda de energía y la tasa de crecimiento del producto (usando como referencia el período 1985-90) se mantendrá para el horizonte de análisis y considerando una tasa media de crecimiento del PIB de 5% anual<sup>117</sup>.

En base a las hipótesis señaladas, la demanda estimada de los distintos energéticos, para el fin del período considerado, y para los distintos escenarios, correspondería a la situación ilustrada en el cuadro 32.

En forma simplificada, se evaluó los impactos sobre el gasto a nivel de usuarios en base a un valor global de US\$ 20/Gcal, con lo que el ahorro para éstos se situaría entre 600 y 300 millones de dólares para el último año del período analizado. Las inversiones que se evitarían con dichos programas fueron evaluadas en 70 a 35 millones de dólares anuales.

La reducción de la dependencia energética del país, derivada de la introducción de tecnologías energéticamente eficientes, se traduciría en menores importaciones, las que fueron estimadas en 185 y 98 millones de dólares anuales, respectivamente, para los dos escenarios considerados. Como ya ha sido señalado, parte importante de la contaminación ambiental es provocada por el uso de combustibles fósiles y leña. Se estimó que los programas de uso eficiente de energía permitirían disminuir dichas emisiones en los montos que se muestran en el cuadro 33.

No se consideró emisiones de CO<sub>2</sub> en el caso de la leña, ya que se supone que las nuevas plantaciones contrarrestarán los efectos de su combustión. En lo que respecta a los desechos sólidos, se estima que si el carbón contiene un 12% de cenizas, los programas de alta y moderada eficiencia permitirán reducir las cenizas en 24.000 t y 12.000 t, respectivamente.

**Cuadro 32**  
**DEMANDA ESTIMADA DE LOS PRINCIPALES ENERGÉTICOS EN EL AÑO 2000**  
**(en Teracalorías)**

Energéticos	Escenario Base	Escenario de Alta Eficiencia	Escenario de Eficiencia Moderada
Derivados del Petróleo	143 000	128 000	135 000
Carbón	54 000	48 400	51 000
Gas natural	32 400	29 000	30 600
Leña	36 000	33 000	35 000
Electricidad	29 700	26 600	28 000

Fuente: C.N.E. y PRIEN-Universidad de Chile, Op.cit.

**Cuadro 33**  
**DISMINUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES,**  
**DERIVADA DEL PROGRAMA DE ALTA EFICIENCIA**  
**(en toneladas de contaminantes)**

Energéticos	PTS	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO	CO <sub>2</sub>
Petróleo	5.000	10.500	18.600	22.000	23.000	4.800.000
Carbón	15.000	24.500	1.500	960	3600	2.200.000
Leña	2.800	-	430	500	20.000	
Gas Natural	40	-	3.500	-	-	710.000

Fuente: C.N.E. y PRIEN-Universidad de Chile, Op.cit.

Por último, el alcance del presente trabajo no permite cuantificar los impactos del consumo de la leña ni los provocados por las futuras centrales hidroeléctricas, pero no cabe duda que ninguno de los dos serán neutros para el medio ambiente. Por lo menos, se puede afirmar que los programas de uso eficiente de la energía contribuirán a disminuir la deforestación y hará más aceptable para la opinión pública la construcción de las centrales hidroeléctricas.

**Cuadro 34**  
**DISMINUCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES CONTAMINANTES,**  
**DERIVADA DEL PROGRAMA DE MEDIANA EFICIENCIA**  
**(en t de contaminantes)**

Energéticos	PTS	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO	CO <sub>2</sub>
Petróleo	2.600	5.600	10.000	11.500	12.000	2.500.000
Carbón	8.000	13.000	800	500	1.900	1.200.000
Leña	1.000	--	150	170	6.700	--
G. Natural	20	--	1.900	--	--	380.000

Fuente: C.N.E. y PRIEN-Universidad de Chile, Op.cit.

#### **4. Validez de algunas premisas del uso eficiente según la experiencia chilena**

i) Los precios "reales" de la energía son una condición necesaria pero no suficiente para introducir masivamente tecnologías energéticamente eficientes. Como se señalara, los precios "reales" orientaron el proceso de sustitución de fuentes energéticas, lo que condujo a reducir la importancia relativa del petróleo en favor del carbón y la leña. Igualmente, aún cuando es difícil cuantificarlo, es probable que haya contribuido a racionalizar el consumo de la energía, en ciertos sectores y usos finales. Por el contrario, los antecedentes respecto de la evolución de la intensidad energética y eléctrica y su relación con los precios no permiten afirmar que los precios hayan jugado un rol importante en la promoción de la eficiencia energética.

A pesar de que ciertos especialistas consideran innecesario intervenir el mercado para introducir y difundir las tecnologías energéticamente eficientes, si ellas son rentables para el usuario, existe prácticamente un consenso a nivel mundial, los analistas energéticos y las autoridades responsables de las políticas energéticas advierten barreras institucionales, técnicas y de mercado que impiden dicha difusión.

Esta situación explica la intervención del mercado por parte de algunos gobiernos, mediante la introducción de normas, códigos de construcción, incentivos tributarios y crediticios, sellos de calidad, impuestos a las emisiones, consultorías, fomento a la investigación y desarrollo, subvención de inversiones, etc. Los esfuerzos señalados se han traducido en el desembolso de enormes cantidades de dinero por parte del Gobierno, las agencias especializadas y las empresas eléctricas, públicas o privadas.

Las barreras al uso eficiente son tanto generales como específicas para los distintos sectores, y de tipo: 1) micro y macroeconómicas, y 2) no económicas.

Una de las discrepancias más flagrantes tiene que ver con los criterios adoptados para la recuperación del capital; mientras los usuarios de la energía exigen entre uno y dos años para recuperar sus inversiones en eficiencia energética<sup>118</sup>, las empresas energéticas basan sus decisiones de inversión en el flujo de ingresos y gastos que ésta tendrá durante su vida útil, o sea mucho más de 20 años. Ello se traduce en criterios económicos completamente distintos para evaluar las inversiones destinadas a expandir la oferta respecto de los que se emplean para satisfacer los mismos requerimientos, pero actuando sobre la demanda.

La materialización de las significativas potencialidades de mejoramiento de la eficiencia con que se usa la energía, está condicionada al trabajo concertado de los principales actores involucrados: el Gobierno, las empresas energéticas y los usuarios.

La participación de las empresas se logrará en la medida que se integren mecanismos normativos e incentivos que les aseguren rentabilidades más atractivas promoviendo el uso eficiente de la energía que ampliando su capacidad productiva.

El logro de dichos objetivos pasa por un cambio paradigmático, que consiste en aceptar que el desarrollo se vincula más al aumento cuantitativo y cualitativo de los servicios que la energía presta -energía útil, expresada como fuerza motriz, calor de alta, media y baja temperatura, iluminación, etc.- que al consumo de energía final.

**ii) La señal de precios es la primera medida que se debe adoptar si se desea abordar la eficiencia energética como política nacional.** Las consideraciones anteriores no deben interpretarse como un desconocimiento de la importancia de introducir precios reales en el esquema tarifario y de precios de la energía. Todo lo contrario, estimamos que el mejor programa de uso eficiente estaría destinado al fracaso si no va antecedido del establecimiento de precios que reflejen los costos que tiene para la sociedad producir y consumir cada uno de los energéticos.

Ello permitirá a los usuarios seleccionar las opciones energéticas que tengan un menor costo para la comunidad, en la medida que se hayan establecido los mecanismos necesarios para superar las barreras que impiden el adecuado funcionamiento del mercado.

Incluso, un esquema de precios reales, en la forma definida más arriba, orientará las políticas de uso eficiente, ya que conducirá a evaluar la efectiva rentabilidad de las medidas de eficiencia energética y promover opciones que contribuyan en mayor medida a la sustentabilidad del desarrollo, para lo cual se podría recurrir, por ejemplo, a los impuestos específicos a los combustibles.

Por el contrario, la introducción de un subsidio, vía precios, como mecanismo redistributivo no sólo atenta contra la eficiencia con que se usa la energía sino que tampoco constituye la herramienta más adecuada para lograr el objetivo de mejorar la equidad.

**iii) Los centros de transformación son un objetivo prioritario para iniciar un programa de uso eficiente.** Un programa de uso eficiente que asuma como objetivo prioritario a los centros de transformación no es prenda de éxito, si se limita a dicho objetivo. Sin embargo, como primera fase de un programa más ambicioso puede constituir un importante efecto demostrativo para los sectores usuarios, por lo que significa como imagen coherente entre el discurso y los hechos, y también como vitrina tecnológica y de verificación de los resultados que se esperan de las tecnologías introducidas en los centros de transformación.

Por otra parte, y sobretodo si se prevé que las empresas energéticas sean el motor de los programas de uso eficiente de energía, el iniciar el programa con ellas tendrá un efecto concientizador y educador para los operadores del sistema energético. No hay que olvidar que en la perspectiva de que las empresas del sector sean los agentes del cambio en este ámbito, su personal no sólo debe ser capaz de recomendar las mejores opciones tecnológicas desde el punto de vista de la eficiencia energética y evaluar los resultados de los programas, sino que, muy importante, estar íntimamente convencidos que el uso eficiente de la energía es una alternativa no sólo válida para sus clientes sino que deseable para ellos, y en última instancia para la empresa energética, en la medida que las reformas señaladas más arriba se hayan realizado.

En cuanto a las áreas de mejora se puede señalar brevemente que en el sector eléctrico se han detectado importantes potencialidades de reducción de pérdidas en la generación, la transmisión y la distribución. De acuerdo a un trabajo del PRIEN, para el Sistema Interconectado Central, estas pérdidas corresponden a aproximadamente un 20% de la demanda total; se detectaron mejoras económicamente factibles que permitirían reducir dichas pérdidas en un 25%<sup>119</sup>. En el sector petrolero no sólo existen importantes potencialidades de eficiencia energética en las refinerías de petróleo -detectadas por consultores nacionales y extranjeros- sino que además es posible reducir fugas a lo largo del circuito que va desde la explotación de los pozos hasta la distribución al cliente (de acuerdo al balance de energía de la CNE, las pérdidas y consumos propios a nivel de los centros de transformación del petróleo y gas natural alcanzan a 12,5%). Por último, en la minería del carbón se han identificado igualmente significativas potencialidades de mejora al nivel de los equipos de compresión de aire y del transporte de minerales<sup>120</sup>.

**iv) El Estado debe asumir un liderazgo indiscutido en la promoción de la eficiencia energética, para asegurar el éxito de un programa nacional de uso eficiente de la energía.** Sin ignorar que el usuario es el actor principal del proceso, ya que es él quien introduce y utiliza las tecnologías energéticamente eficientes, el Estado debe liderar el proceso, eliminar las barreras que limitan el papel que juega el mercado en este campo y generar los mecanismos e incentivos que complementen y tornen eficaz al mercado en tanto asignador de los recursos de inversión en esta área.

Una política de uso eficiente presupone, por parte del gobierno, la responsabilidad de generar un compromiso nacional en torno al tema, desarrollar un sistema de capacitación de los distintos actores involucrados y canalizar los recursos financieros nacionales.

Dicho compromiso debe involucrar los distintos organismos del Estado, no sólo a los ministerios y secretarías del ramo, incluyendo al cuerpo legislativo, a los responsables de la política financiera, a los usuarios, a las empresas de energía y al público en general.

v) **El uso eficiente de la energía contribuye significativamente a la competitividad de la economía y a su sustentabilidad.** Reiterando lo expresado a lo largo de este trabajo, es posible afirmar que el uso eficiente de la energía contribuirá al desarrollo sustentable, debido a que éste constituirá un aporte sustantivo a:

➤ **La competitividad nacional.** La reducción de los costos de operación de las empresas exportadoras mediante el uso eficiente de la energía les permitirá ir transformando las ventajas naturales en ventajas adquiridas. Esta tendencia parcialmente incorporada en algunas empresas mineras y productoras de celulosa, deberá no sólo explotar la totalidad de potencialidades de mejoramiento que ellas tienen a su disposición, sino que además extenderse al resto de las empresas de su rama y, más aún, al conjunto de la actividad exportadora.

Igualmente, las actividades orientadas al mercado nacional también deberán utilizar la herramienta de la eficiencia energética de manera de poder enfrentar de mejor forma la competencia de los productos importados.

El uso eficiente de energía, muchas veces está asociado a mejoras de la calidad del producto, la reducción de las mermas y los aumentos de productividad a nivel del proceso productivo; vale decir, el uso eficiente de energía no sólo se persigue por los menores consumos de energía que acarrea sino que, a veces, es la persecución de los objetivos anteriores la que conduce al ahorro de energía como subproducto. Las consideraciones anteriores sugieren la necesidad de abordar el problema de la eficiencia energética en forma sistémica.

➤ **Aporte al crecimiento.** La eficiencia energética, en la medida que se traslada a los precios, permitirá abrir mercados nuevos, ya sea en el país o en el extranjero, posibilitando el desarrollo de nuevas actividades y el aprovechamiento de las economías de escala, debido a la expansión del mercado.

Las razones señaladas más arriba, calidad del producto, control de proceso, productividad global, unidas a la reducción de los costos de producción derivados de los menores consumos de energía, deberían traducirse en un aporte al valor agregado, cuya relevancia se vincula a la importancia que el proceso de eficiencia energética pudiese alcanzar.

➤ **Aporte a la sustentabilidad ambiental.** A lo largo de este trabajo se ha destacado en sucesivas oportunidades cómo la producción, transformación, transporte, distribución y uso de la energía contribuyen al deterioro del medio ambiente, lo que no debe llevar a ignorar que un manejo sustentable del sistema energético puede también afectar positivamente al medio ambiente.

La utilización de menos energía por unidad de producto se traducirá en un menor deterioro del medio ambiente, ya sea porque reducirá la necesidad, o por lo menos postergará, la construcción de centrales eléctricas y refinerías de petróleo, y el desarrollo de yacimientos carboníferos o porque reducirá las emisiones de gases contaminantes, de gases de efecto invernadero y de partículas, resultantes de la combustión.

El uso eficiente de la energía, en el sentido amplio de la palabra<sup>121</sup>, permitirá seleccionar fuentes menos depredadoras del medio ambiente, en la medida que dicho cambio no atente contra la racionalidad económica, suponiendo que los precios reflejan el verdadero costo para la comunidad de su utilización.

En la misma óptica anterior, una política sectorial que se traduzca en cambios radicales para el funcionamiento del sistema, como sería una política de transporte articulada en torno al transporte público, permitirá reducir significativamente el consumo de energía -en muchos casos, en cantidades superiores a las que posibilita el reemplazo de la tecnología- y, por ende, las emisiones contaminantes.

- **Aporte a la equidad.** El uso eficiente de energía, como se indicara, no sólo permitirá a los sectores de bajos ingresos disminuir sus gastos en energía, los que muchas veces representan un porcentaje elevado de su presupuesto, sino que además mejorar el confort de sus viviendas, reducir el deterioro de las mismas y frecuencia de las enfermedades pulmonares provocadas por la humedad provocada por el proceso de combustión.

## **G. DESARROLLO ENERGÉTICO CON EQUIDAD**

### **1. Desarrollo energético, tarea de todos**

Otro de los múltiples y complejos desafíos futuros del sector energético, probablemente el más significativo, es el relativo a conciliar su desarrollo con crecientes niveles de equidad.

Como ya fue expresado anteriormente se manifiesta una tendencia generalizada de excluir a la comunidad para participar activamente en las grandes decisiones relativas a la gestión energética, partiendo de la base que la complejidad del tema y la intangibilidad del producto energético ameritan que esta área sea de manejo restringido.

En términos de equidad no hay dudas que la primera tarea pendiente es una profunda democratización del tema. Sobre todo esto adquiere gran relevancia si se considera que cada día existe más conciencia en el país que el siglo XXI estará caracterizado por el gran tema de Desarrollo y Sustentabilidad Ambiental, dentro del cual al desarrollo energético le compete un rol esencial.

Acciones de vulgarización del tema como las que inició la Comisión Nacional de Energía mediante seminarios ampliamente participativos, la incorporación de los temas energético ligados al tipo de sociedad que se pretende construir deben ser parte de los curriculum educacionales a todo nivel. Los partidos políticos deben adoptar crecientemente estos grandes temas en sus agendas. Los ONG deben cada día capacitarse más para ocupar el espacio que les corresponde. Los Organismos Internacionales deben priorizar aún más estos temas en sus política globales.

## **2. Necesidad de un tratamiento conceptual y estructurado apropiados**

Hasta ahora el tema energía-equidad se ha abordado básicamente como consecuencia de las políticas implementadas por la Comisión Nacional de Energía, pero se aprecia en los últimos meses, una voluntad muy explícita del Gobierno para darle un tratamiento orgánico. De hecho en el programa del actual Gobierno el objetivo de proporcionar suministro eléctrico a toda la población antes de 10 años es un signo muy positivo.

En los últimos cuatro años la Comisión Nacional de Energía estableció y coordinó un Comité Asesor para la energización rural, en el cual participaron las entidades de Gobierno vinculados al tema, empresas, universidades, ONG y entidades gremiales.

La tarea desarrollada por este Comité Asesor, permitió sintetizar la información y afinar los criterios que han permitido tomar la decisión de impulsar a partir de 1995 el Programa Nacional de Electrificación Rural.

No cabe duda que Chile presenta un cuadro en que sectores relevantes de su población aún viven en condiciones de pobreza, muchas en la marginalidad, y que persisten desajustes severos en la estructura de distribución del ingreso, por lo que la factura energética afecta fuertemente el presupuesto familiar de la mayoría de los chilenos.

Por otro lado, también es evidente que el país ha optado por una política económica que prioriza fuertemente la iniciativa privada, que reconoce al mercado como el agente esencial de la asignación de recursos, al mismo tiempo que presenta signos crecientes de apertura de su economía.

En ese contexto se reafirman, criterios tales como :

- El precio interno de los combustibles deben reflejar el precio internacional de éstos, bajo un régimen de libertad de precios.
- Los precios de la electricidad deben reflejar sus costos reales de inversión y operación.
- Los precios de la electricidad deben ser diferenciados geográficamente de acuerdo a sus costos reales a fin de incentivar la inversión.

Un análisis simplista de esta situación lleva a que quienes defienden sin matices el actual sistema económico dictaminen que nada cabe hacer y que los pobres deben esperar. Por otro lado para quienes ven con criterio voluntarista esta actual situación de injusticia social, piensan que se debe alterar en su esencia la actual lógica del sistema económico, alterando la política de precios, estableciendo subsidios, etc.

Un abordaje constructivo del tema debiera significar consolidar los siguientes criterios :

- La causa esencial del problema está, en general en el nivel de ingreso del consumidor y no en el precio del energético.

- Para la solución de alguno de los problemas más relevantes de inequidad, como la falta de abastecimiento eléctrico, el Estado debe aportar en esta etapa, los recursos esenciales para una rápida solución del problema.
- En la solución de la mayoría de los problemas actuales deben concurrir el esfuerzo estatal, el empresarial y el del usuario.
- En casos extremos, se pueden aplicar políticas transitorias de subsidios, identificando previamente el problema a nivel del ingreso del usuario y por tanto aplicando directamente el subsidio a éste y no al precio energético, tratando de evitar los subsidios cruzados permanentes.

### 3. La electrificación rural<sup>122</sup>

A partir de 1991 con el establecimiento del Comité para la Energización Rural, la Comisión Nacional de Energía comenzó un profundo trabajo de análisis y formulación de alternativas para enfrentar este desafío. Fue así posible establecer una política basada en los siguientes elementos :

- Descentralización del proceso de planificación, decisión y gestión de los proyectos de electrificación.
- Ampliar las alternativas tecnológicas disponibles, de forma que a futuro no sólo la extensión de las líneas sino también los sistemas de generación local pasen a ser alternativas viables.
- Fortalecimiento del actual sistema de cofinanciamiento del actual sistema de las inversiones, en el cual participan el Estado, empresas y beneficiarios. Lo anterior implica dar señales apropiadas para una mayor participación privada.
- La contribución de los usuarios y las entidades privadas no se debe limitar sólo al financiamiento, sino también a la identificación y formulación de los proyectos.

El trabajo previo realizado por la Comisión Nacional de Energía y la firme decisión del actual Gobierno de dar una solución integral a este problema ha dado lugar a la decisión de iniciar en 1995 el Programa de Electrificación Rural.

La electrificación del 100% de las viviendas rurales que hoy carecen de electricidad requiere de una inversión aproximada de 400 millones de dólares. De este monto total se estima que entre un 60 y 70% deberá ser financiado por el Estado.

El Programa de Electrificación Rural que se ha propuesto completar en un plazo máximo de diez años, contiene las siguientes características principales:

- La solución predominante será el suministro eléctrico domiciliario a tensión alterna de 220 volts efectivos monofásicos con 50 Hertz de frecuencia, 24 horas diarias.

- El financiamiento estatal está dirigido a financiar las inversiones y los gastos derivados de administrar el programa. Los costos de operación, mantención y administración deberán ser cubiertos por los usuarios mediante el pago de la correspondiente tarifa.
- El Estado no debe cubrir el 100% del costo de los proyectos, sino que debe existir un cofinanciamiento con las empresas y usuarios.
- La infraestructura financiada no podrá ser propiedad de personas naturales, sino de Asociaciones de Usuarios, Municipalidades, Gobiernos Regionales o Empresas Privadas.
- El Estado promoverá la organización de sistemas comunitarios.
- Las entidades privadas deben ser consideradas no sólo como proveedores de equipos y consultorías, sino también como prestadores de servicios eléctricos y generadoras de proyectos.
- La sustentabilidad de las soluciones de autogeneración se basa en :
  - . Satisfacción de las expectativas de los usuarios.
  - . Adecuada administración de los servicios.
  - . Correcto desempeño y uso de la tecnología.
  - . Rentabilidad económica para eventuales suministradores de servicios privados. Correcta fijación y pago de tarifas.
  - . Existencia de actividades productivas que permitan un nivel socio-económico con excedentes para demandar el servicio eléctrico.
  - . Gradualidad del Programa de acuerdo a las realidades socio-económicas y culturales de cada zona.
- Sistemas híbridos a fin de disminuir la dependencia de combustibles fósiles.
- Soluciones solares para localidades ubicadas entre la I y IV Regiones del país.
- Mini y micro-centrales hidroeléctricas independientes o asociadas con otras fuentes energéticas para localidades ubicadas entre la VI y X regiones.
  - . Establecimiento de Organizaciones de carácter regional para atender el programa.
  - . Las soluciones de autogeneración deben tender a ser transitorias en la medida que se alcancen niveles superiores de desarrollo económico.
  - . Se debe evitar el aumento de aparataje estatal en torno al programa.

Los resultados alcanzados hasta septiembre de 1995 muestran<sup>123</sup>:

- que el Estado invirtió del orden de 10 millones de dólares en 1995, lo que implica haber duplicado la inversión del período 1992-94.

- se electrificaron 13000 viviendas, (se estima que a fines de 1995 serán 16000) principalmente de las IX y X regiones en donde el déficit es más pronunciado;
- se han utilizado tecnologías no convencionales (120 viviendas con minicentrales hidro, 50 con sistemas eólicos; en 530 paneles fotovoltaicos).

De mantenerse este ritmo, se estima que al año 2000, la cobertura del área rural llegaría al 67%, cifra menor al 75% estimado en el proyecto original, por lo cual deben redefinirse en el corto plazo las acciones que busquen mejorar el proceso e incrementar los recursos destinados a la electrificación rural.



## NOTAS

1. Véase, "Energía y Equidad". LC/R 1460., "Reestructuración Energética y Desarrollo Sustentable". LC/R 1494 y "Reestructuración del Mercado Eléctrico en América Latina: La Difusión de la Experiencia Chilena". LC/R 1499. CEPAL, Santiago, 1995
2. Mario Damill, José M. Fanelli y Roberto Frenkel, "Shock Externo y Desequilibrio Fiscal: La Macroeconomía de América Latina en los Ochenta". CEPAL, LC/R 1469, diciembre 1994. Páginas 204-229
3. Oscar Muñoz G. "La Industrialización Chilena". En Chile Hacia el 2000, Desafíos y Opciones. Editorial Nueva Sociedad. UNITAR/PROFAL. Primera Edición, Tomo II, páginas 41-62. Caracas, Venezuela, 1988.
4. Ricardo French-Davis, Patricio Leiva, Roberto Madrid. "Liberalización Comercial y Crecimiento: La experiencia de Chile. Pensamiento Iberoamericano No. 21, enero-junio 1992. Páginas 33-55.
5. Ver a Damill, Fanelli, Frenkel. Op. cit. pág.207
6. Dagmar Raczynsky "Políticas Sociales y Programas de Combate a la Pobreza". Colección Estudios CIEPLAN No. 39. Junio 1994. La definición que se adoptó en este caso para medir los hogares indigentes es "aquellos hogares cuyo ingreso familiar es igual o inferior al costo de una canasta básica de alimentos (CBA) por persona, y pobres aquellos hogares cuyo ingreso familiar es igual o inferior a 2 CBA si reside en zona urbana y a 1.75 CBA si reside en zona rural, por persona". Pág. 16.
7. CEPAL, "Panorama Social de América Latina". 1994. Páginas 5-17.
8. Cifras tomada de CEPAL "Anuario Estadístico de América Latina y El Caribe". Edición 1994
9. Proyecto Conjunto CEPAL/CIID "Reestructuración Productiva, Organización Industrial y Competitividad Internacional en América Latina y El Caribe". La Industria Chilena entre 1970-1994: De la Sustitución de Importaciones a la Segunda Fase Exportadora. LC/R. 1535, junio 1995.
10. Se entiende por commodities industriales a los bienes resultantes del procesamiento de recursos naturales (básicamente forestal, minería metálica, pesca y agropecuario), mientras que por manufacturas las no basadas en dichos recursos.
11. Ver a CEPAL/CIID op. cit pág. 32
12. CEPAL/CIID op. cit pág. 35
13. Para más detalle ver a Tohá, Jaime "Estudio sobre la Reforma del Sector Energético en Chile", trabajo preparado para CEPAL. LC/R 1493. Santiago, enero 1994.
14. Este valor no incluye el costo del capital de las componentes importadas, por ejemplo turbinas y elementos electro-mecánicos.

15. Constituye una excepción la actividad carbonífera de la VIII Región del país, la cual continúa siendo intensiva en mano de obra, aunque la dotación ha disminuido notablemente durante los últimos 3 años.
16. Ver OLADE. Sistema de Información Económico Energética, Versión Septiembre 1994.
17. Ver Balance de Energía 1973-1992. Comisión Nacional de Energía
18. Tal es el caso de las industrias del cobre, del papel-celulosa y del cemento donde se han observado fuertes disminuciones de los consumos específicos. Ver Comisión Nacional de Energía. Informe sobre "Uso Eficiente de la Energía", preparado para el Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Santiago, Marzo 1995.
19. Las cifras de las emisiones, tanto de CO<sub>2</sub>, de CO, de partículas y de hidrocarburos, han sido tomadas del Sistema de Información Económica-Energético de OLADE, Versión Septiembre 1994 y están elaborados en base a indicadores estándares de la organización Mundial de la Salud. Por lo tanto, no han sido incorporadas una serie de mejoras, que a su vez generaron una serie de medidas tendientes a reducir los problemas ambientales, entre los que sobresale el Programa de Descontaminación de la Región Metropolitana.
20. Ver a Sebastián Berstein "Establecimiento de una Política Energética Basada en el Funcionamiento de Mercados Competitivos y en la Participación Privada". Documento preparado para CEPAL, en el marco del Proyecto Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: el caso Chile. LC/R. 1502. Santiago, marzo 1995.
21. Ver Comisión Nacional de Energía. "El Sector Energía en Chile". Santiago, Diciembre 1993, páginas 111-132. OLADE "El Papel del Estado en el Sector de la Energía". Quito, 1992, páginas 184-186.
22. Anteriormente existía un impuesto específico aplicable a la gasolina, pero no al petróleo diesel usado en transporte terrestre. Se había tratado de aplicar ambos impuestos con anterioridad (1983-1984), pero dadas las alzas internacionales de los precios del diesel, y el efecto de estos tributos en los precios internos, la medida se postergó. La oportunidad de establecerlos se dio en 1986, aprovechando la baja de los precios internacionales.
23. El modelo lineal de operación de refinerías determinaba la mezcla óptima de crudos a comprar y los volúmenes de productos limpios que debían ser importados por ENAP para abastecer la demanda nacional de derivados a mínimo costo. Una vez abierto el mercado, el modelo se ha usado para determinar la mezcla óptima de crudos a importar que maximizan las utilidades de las refinerías, en un ambiente en que los privados pueden importar libremente derivados.
24. Recuérdese que el crudo pasó de 2 US\$/barril a principios de 1973 a 12 US\$/barril a fines de ese año. En 1979 subió violentamente a 24 US\$/barril (crisis de Irán) y posteriormente hasta 40 US\$/barril en 1982, estabilizándose luego en 26 US\$/barril en 1985-1986. En 1986 el precio se derrumbó hasta unos 10 US\$/barril. Desde 1988 el precio se ubica en torno a los 15-18 US\$/barril (con la excepción de los eventos del Golfo, que implicaron otra fuerte alza puntual).

25. Berstein (1995) destaca dos elementos importantes relacionados con el "dumping" y la intervención del Estado. Con relación al primero dice que "en el primer año de operación del mercado con precios libres, ENAP pretendió cobrar un sobreprecio de 5% respecto de la paridad estricta de importación, reaccionando las empresas distribuidoras mayoristas, que contaban con instalaciones de descarga y almacenamiento de productos limpios, con importaciones masivas que llevaron a un fuerte desplazamiento de la producción de las refinerías, que incluso tuvieron que detenerse en determinados períodos. Se generaron entonces presiones para impedir las importaciones del sector privado, bajo el argumento que desde el punto de vista económico era inconveniente sustituir producción de refinerías ya construidas, y el tema llegó incluso al debate público, con connotaciones políticas. En definitiva ENAP optó por eliminar el recargo de precio para mantenerse competitivo. La segunda, se refiere a la tendencia permanente de algunas autoridades de Gobierno a usar a la ENAP y a sus filiales refinadoras para introducir rebajas arbitrarias a los precios de derivados y la necesidad de una vigilancia y presión continua de la CNE para hacer respetar la racionalidad de la política de paridad de importación. Por otra parte, en diversas oportunidades ENAP efectuó bruscas rebajas de precios cuando tuvo información de la materialización de registros de importación de derivados por parte de distribuidoras".

26. Una de las distribuidoras mayoristas efectuó en 1985 un requerimiento a la Comisión Antimonopolio, el que en definitiva no fue acogido.

27. Ver Víctor Ahumada, Presidente de la Comercializadora de Combustibles Punta Blanco, diario "El Comercio", Quito, 23 septiembre 1995, página B1.

28. En 1991 existían 1.233 estaciones de servicios, de las cuales un 39,5% expendía con la marca de COPEC, 21% a través de ESSO, 22,3% a través de SHELL, 9,7% por intermedio de COMAR, y el 7,5% restante a través de otras marcas. Aproximadamente un tercio de estas estaciones operan en la Región Metropolitana.

29. Ver Alvaro García Alamos, Gerente General de ENAP. El Mercurio, Ediciones Especiales, 2 de agosto 1995, página 7.

30. Berstein (1995), señala que "a la licitación se presentó COCAR, propietario de Pecket y ENACAR. Esta última ofreció un precio bastante superior a la mina privada, y cuando se vio enfrentada a la pérdida de ese mercado, efectuó todo tipo de gestiones políticas -amparadas en su "rol social" y en que CODELCO era una empresa estatal - para que el contrato le fuera asignado. La CNE tuvo que jugarse por entera para que la licitación se resolviera por su sendero normal; se transó sin embargo en asignarle a ENACAR el 20% del mercado de CODELCO, a un precio similar al de COCAR".

31. El problema de la tarificación de la transmisión ha sido sin duda el más complejo que ha debido afrontarse en el contexto de las reformas en el sector eléctrico; ello se debe a la dificultad de hacer convivir un régimen de tarificación a costo marginal a nivel generación, con la necesidad de cubrir los costos medios de transmisión, en un ambiente de economías de escala que hace que los costos marginales de transmisión sean inferiores a sus costos medios.

32. El Estado tiene aún participación minoritaria en EDELNOR, la que desaparecerá con la próxima licitación de un paquete accionario significativo. Por otra parte, el Estado es dueño de EDELAYSÉN, pequeña empresa que sirve el sistema aislado de Aysén, con una demanda máxima del orden de 10 MW.
33. Si bien es cierto que hasta el presente, el tema de los derechos de agua ha constituido una seria barrera a la entrada de nuevos actores en el segmento de la generación, como se verá en el capítulo siguiente la inminente conexión gasífera con Argentina, si se cumplen una serie de condiciones, abre una posibilidad cierta de aumentar la competencia en la generación, parcializando este efecto negativo a futuro.
34. En ese contexto resulta difícil negociar en igualdad de condiciones con otra generadora que le ofrece al cliente la seguridad de suministrar supuestamente ligada a la propiedad del sistema de transmisión. Igualmente la demora en conocer los valores de peajes asociados a un determinado contrato, hace que su negociación no se pueda realizar en plazos comercialmente apropiados.
35. Aguirre Leo, Francisco. "La Ley Eléctrica Chilena. Comentarios Generales a la regulación y al escenario actual". Santiago, Agosto 1994.
36. Se refiere a los consultores del proyecto Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: el caso Chile, mencionado en la presentación de este trabajo.
37. Vivianne Blanlot. "La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena". En Hacia el Estado regulador. Oscar Muñoz (edit). CIEPLAN, Santiago 1993.
38. Viqueira, J., "Cambios estructurales en la industria eléctrica", documento presentado en el XII Curso sobre Planificación Energética, PUE-UNAM, México, D.F., 29 de agosto al 9 de septiembre de 1994.
39. J. Tohá (1995), P. Maldonado (1995), P. Leighton (1995), entre otros.
40. Maldonado Pedro, "Reestructuración Energética y Desarrollo Sustentable: el caso del sector eléctrico chileno". Trabajo preparado para CEPAL. Enero 1995
41. Aguirre Leo, Francisco. "El mercado competitivo de generación en Chile experiencia de Colbún S.A. Durante 1986-1993, CIER, Venezuela, 1994.
42. Comisión Nacional de Energía. "Proyecto de reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos". Santiago, Septiembre 1994.
43. V. Blanlot; op.cit. 307
44. Ver Leighton, Patricio "Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas". Publicación LC/R. 1491, Santiago, 1995.
45. Ver punto 6.3.2., relativo a la emisión de ADRs en el exterior.

46. Ver Inostroza Gabriel, "Control del Estado y gestión empresarial en el sector eléctrico chileno". Documento preparado para CEPAL. LC/R.1497. Santiago, febrero 1995
47. Tampoco hubo modificaciones en las obligaciones de calidad de servicio, ni con respecto al control del Estado en esta materia. De hecho hasta octubre de 1994 se mantienen vigentes, sin modificaciones, los reglamentos complementarios de Explotación de los Servicios Eléctricos del año 1935 y de Instalaciones Eléctricas de 1971.
48. Inostroza, destaca que en esa época, el organismo público contaba con máquinas de escribir en un 95% de tipo manual y sin un solo equipo de computación.
49. CHILECTRA disminuye su dotación de 1425 profesionales y técnicos en 1986 a 1155 en 1991; por su parte ENDESA de 2167 en 1987 a 1741 en 1991. Ver Inostroza, Gabriel, op.cit pág. 35.
50. Ver G. Inostroza op.cit. pág. 32.
51. Ver Ricardo Paredes, "El Sector Eléctrico y el Mercado de Capitales". Trabajo preparado para CEPAL, en el marco del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. Febrero 1995. LC/R. 1496
52. En lo que sigue de este análisis, se entiende por eficiencia, a la "eficiencia interna o técnica", es decir a la relacionada con la transformación de insumos en ciertos productos en una unidad productiva, sin tener en cuenta la definición del óptimo social.
53. Galal, A. (1992): "Welfare Consequences of Selling Public Enterprises: Case Studies from Chile, Malaysia, Mexico and the U.K.", Documento de Trabajo, Banco Mundial.  
Vickers, J. y G. Yarrow (1988): "Privatization: An Economic Analysis". The MIT Press, London, England.
54. Véase, por ejemplo, Marcel, Mario "La Privatización de Empresas Públicas en Chile, 1985-1988", Notas Técnicas N 125, CIEPLAN. Santiago, enero de 1989. Páginas 15-25.
55. También resulta notable el incremento registrado en la Bolsa de Santiago en 1991, que se produce en un momento en el cual no hay un boom económico pero donde la estabilidad política parece consolidarse.
56. Los títulos internacionales equivalentes a 30 acciones comunes lograron en el primer día de transacciones un precio de US\$ 22,3, lo cual se tradujo en un premio del 2,2% por sobre el valor de mercado en Santiago.
57. Además, existen incentivos debido a que las transacciones de ADR's eliminan el riesgo cambiario.
58. Explícitamente se han excluido los préstamos bancarios, puesto que si bien importan intermediación inicial, no constituyen nuevos títulos que puedan, a su vez, intermediarse.
59. Aunque no se contó con información directa que permita estimar el efecto específico de la exposición de las empresas eléctricas al mercado de capitales, se intentó su medición, por cierto

indirecto, del mencionado efecto. La estimación arrojó como resultado que la restricción de caja en empresas formales es efectivamente un obstáculo para la inversión. Las empresas eléctricas, como la mayoría de las empresas del sector público, han enfrentado restricciones en la medida que se las limita en base al presupuesto de la nación. Ver R. Parede op.cit. y P. Leighton op. cit.

60. Pedro Corona, Presidente de la Asociación de AFP A.G. "Los Fondos de Pensión y el Sector Energía", presentado en el seminario nacional sobre Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: el caso de Chile. Santiago 3 y 4 de mayo de 1995.

61. Para un análisis detallado del rol de los grupos económicos en Chile, véase Paredes y Sánchez (1994).

62. Paredes y Flor (1993) encuentran una relación estable en Chile entre la concentración de la propiedad, el tamaño de la empresa, el riesgo no diversificable, si la empresa es regulada y si la empresa pertenece a un grupo económico.

63. Para tener una idea de la magnitud de estos fondos, baste decir que en diciembre de 1994, los mismos alcanzaron a 22.3 miles de millones de dólares, es decir de alrededor del 40% del Producto Interno Bruto. Las proyecciones estiman que este porcentaje será cercano al 60% en 1996 y al 81% en el año 2000. Pedro Corona, op. cit.

64. Véase, Paredes (1994), para una revisión de los aspectos más controvertidos en la relación privatización-regulación.

65. En el caso de la carga, el ferrocarril transportó 2022 millones de toneladas-kilómetros en 1970, cifra que pasó a 1805 en 1985 y a 2528 en 1993. En cuanto a las personas, por este medio se desplazaron 2256.4 millones de pasajeros-kilómetros, cantidad que fue sistemáticamente en disminución hasta llegar a los 953 millones en 1993. Ver CEPAL "Anuario Estadístico 1994", páginas 708-709.

66. Ver CEPAL/PNUMA, "Principales emisiones de contaminantes atmosféricos y algunos medios para su control: el caso de Chile". CEPAL, LC/R. 983 (Sem.61/5). Santiago, abril de 1991. pág 9-12.

67. Esta información es la que utiliza el Sistema de Información de OLADE para hacer los cálculos de las emisiones de contaminantes atmosféricos.

68. Es de destacar que los mayores aumentos en el consumo del carbón se registran en industrias tales como el cemento, azúcar y pesca.

69. Ver Comisión Nacional de Energía-Comisión de las Comunidades Europeas, Proyecto CUREN, "Informe sobre división El Teniente-Codelco". Febrero 1993

70. Ver CNE, "Balance Nacional de Energía" página 120.

71. Véase J. Tohá Op. Cit. páginas 89 y 90.

72. Extractado de "Programa de Descontaminación de la Región Metropolitana". Documento elaborado por la Secretaría Técnica de la Comisión de Descontaminación de la Región Metropolitana, CONAMA. Santiago 1993. Principalmente páginas 13-35.
73. Ver PRIEN-Universidad de Chile, "La Política de uso eficiente de la energía: es el mercado el motor de dicha política?", trabajo preparado para CEPAL, LC/R. 1569. Santiago, agosto 1995
74. Comisión Nacional de Energía, "El Sector Energía en Chile", Santiago, diciembre de 1993
75. Ver PRIEN op. cit. página 37
76. De acuerdo a los antecedentes disponibles la Comunidad Europea habría aportado a los programas CUREN y FUREC 1 millón de ECUs y la CNE 250.000 ECU.
77. PRIEN, "Caracterización del consumo eléctrico de las principales empresas industriales y mineras del SIC", informe elaborado para la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., Santiago, Chile, julio 1993.
78. CNE, op cit, diciembre 1993
79. PRIEN, "Previsión de la demanda por energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (1992-2002)", informe preparado para el CDEC-SIC, Santiago, Chile, octubre de 1993
80. PRIEN, "Previsión de la demanda por energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (1994-2003)", informe preparado para el CDEC-SIC, Santiago, Chile, 5 de agosto de 1994
81. PRIEN, op cit, 1995
82. En marzo de 1992 el Ministerio de Salud estableció, mediante el decreto N° 4, una nueva norma de emisión de partículas, fijando el límite en  $112 \text{ mg/m}^3\text{N}$ , aplicable a 1992. A diciembre de 1997, dicho límite se reducirá a  $56 \text{ mg/m}^3\text{N}$ .
83. Sólo se autorizarán fuentes emisoras puntuales nuevas que compensen en 100% sus emisiones y cumplan con emitir con una concentración inferior a  $112 \text{ mg/m}^3\text{N}$ , en una primera etapa y  $56 \text{ mg/m}^3\text{N}$  en la segunda. El compensar significa que deberá utilizar excedentes de sus instalaciones u obtenerlos de otras empresas.
84. De acuerdo a informaciones recibidas en una de las plantas, se estarían desperdiciando unos 8 MW debido a que los precios de compra de la electricidad excedentaria no serían atractivos para la empresa. Lo mismo ocurre con otra planta del mismo consorcio en que los excedentes serían aún mayores.
85. Luis Maira, Ministro de Planificación y Cooperación. Diario La Epoca, viernes 7 de abril de 1995.
86. PRIEN, "Requerimientos Energéticos en Zonas Rurales", Informe para la Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1993.

87. Taboada, J., "Reacondicionamiento térmico del parque de viviendas del Gran Santiago: Bases para la evaluación de potencialidades". Memoria de título, PRIEN, Santiago, Chile, 1987.
88. Maldonado, P., "Energy Efficient Housing in Chile: A Strategic Approach to Energy and Environmental Policy", WEC Seminar, Washington, USA, 1991.
89. Ver PRIEN "Energía y Equidad", trabajo preparado para CEPAL, LC/R. 1460. Santiago, Octubre 1994.
90. Ver CEPAL, Caso El Salvador
91. J. Tohá, op. cit. páginas 99-109.
92. Ver punto C.5 del capítulo II, con relación a precios regulados, precios de nudo y valor agregado de la distribución.
93. Ver J. Tohá, op.cit. página 101.
94. Comisión Nacional de Energía (diciembre 1993) op. cit.
95. OLADE, "El papel del Estado en el Sector de la Energía". Quito, noviembre 1992.
96. Von Bennewitz, R. "Ajuste de la producción eléctrica a la demanda en el Sistema Interconectado Central", Actas del Primer Congreso Nacional de Energía, Chile, Vol.2, Universidad de Chile, Santiago, Chile, abril 1990. Esta situación es aún más grave, si se considera que parte importante de esos recursos se encuentra ubicada en el extremo sur, vale decir, distante del centro de gravedad de los consumos eléctricos y que alrededor de un 40% de los recursos ubicados cerca de esos consumos no tendrían el mismo valor económico.
97. Por caso las experiencias de Argentina y Perú, por ejemplo.
98. Esta composición podría cambiar de materializarse el ingreso de Endesa al consorcio. Ver Ugalde Alberto, Gerente de Desarrollo de Gas Andes, en El Mercurio, 2 de agosto 1995. Ediciones especiales, pág. 3.
99. Ver Ambito Financiero. Bs. Aires, 14 de julio 1995, página 2. En cuanto a los contratos firmados, ver El Mercurio, 2 de agosto 1995, ediciones especiales, página 3.
100. Ver declaraciones del Sr. Ewell Muse, Presidente de Transgas. El Mercurio, 7 de septiembre 1995. Ediciones Especiales, página 8.
101. Ver Ewell Muse, Presidente del Consorcio TransGas. El Mercurio, Ediciones Especiales, 1 de diciembre 1995, página 7.
102. Comisión Nacional de Energía. "Encuesta de OLADE a sus Países Miembros", mayo 1995. Citado en OLADE "Integración Energética de América Latina y El Caribe", Tema Focal de la XXVI Reunión de Ministros, Quito noviembre 1995.

103. Comisión Nacional de Energía. "Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos". Minuta, Santiago, julio 1995.
104. Nótese que en el caso eléctrico se ha esgrimido frecuentemente que en el caso del SIC, el sistema de transmisión en manos de una de las principales generadoras constituye una seria barrera de entrada.
105. Comisión Nacional de Energía, "Programa de Obras de Generación-Transmisión de Mínimo Costo de Abastecimiento en el Sistema Interconectado Central". Santiago, Septiembre 1995.
106. Comisión Nacional de Energía, "Fijación de Precios de Nudo, Octubre 1995, Sistema Interconectado Central". Informe Técnico, Santiago, Octubre 1995
107. El Gerente General de Chilectra, señaló que "en un escenario ordenado, con un sólo gasoducto y con una cantidad de centrales que sea acorde a los requerimientos del país, se puede hablar de un 15 a 20%, mientras que si tenemos una oferta desordenada, según lo que ha aparecido en la prensa, podría haber una caída de los precios de nudo de hasta el 50%". El Mercurio, ediciones especiales del 7 de septiembre de 1995, página 6.
108. Ver declaraciones del Gerente General de Chilectra, en El Mercurio op. cit. 7 septiembre 1995, página 6.
109. Ver George Ferguson, Subgerente de Gas de Chile. Ediciones Especiales de El Mercurio, 7 de septiembre de 1995, página 8.
110. En Chile, la construcción de la central Pangué ha sido motivo de enconadas discusiones y se estima que las próximas centrales que se construyan en el Bío-Bío encontrarán aún más resistencia.
111. Comisión Nacional de Energía, Op Cit, 1993
112. Instituto Nacional de Estadísticas (INE), "Cuarta Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares del Gran Santiago", Santiago, Chile, 1988.
113. En los sectores más pobres, gasto y presupuesto son equivalentes, ya que no hay margen para el ahorro.
114. PRIEN, "Diagnóstico de la calidad térmica y artefactos de los niveles C.A.S. 1, 2 y 3 de las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir", informe final, octubre de 1987, Santiago, Chile
115. PRIEN, "Energía y Equidad" op cit, octubre 1994.
116. En general, los gases de combustión de los equipos de calefacción utilizados en Chile no tienen salida al exterior. En la medida que las viviendas están mal aisladas y/o tienen importantes filtraciones de aire desde el exterior, la cantidad de gases de combustión emitidos hacia el interior de la vivienda aumentan.

117. Maldonado, P. y Navarrete, P. , opus cit, capítulo V, CNE, 1994
118. Recordar lo ya señalado en el caso de los programas de eficiencia energética de Hydro-Quebec
119. Este trabajo por el momento no es público
120. PRIEN, "Estimación del potencial de ahorro de energía eléctrica en el sector industrial y minero", informe para la Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1993
121. Se entiende por uso eficiente de energía, la conservación energética, la sustitución de fuentes (por otra fuente social o privadamente más económica) y la mecanización de actividades de baja productividad. Los cambios de sistema también forman parte de la eficiencia energética, la racionalización del sistema de transporte, enfatizando el transporte público, contribuirá a reducir significativamente el consumo de energía del sector transporte.
122. Ver J. Tohá op. cit Capítulo V.
123. Ver El Mercurio, Ediciones Especiales página 8. 1 de diciembre 1995.

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre Leo, Francisco. (1994), "La Ley Eléctrica Chilena. Comentarios Generales a la regulación y el escenario actual". Santiago, agosto.
- Aguirre Leo, Francisco. (1994), "El mercado competitivo de generación en Chile experiencia de Colbún S.A. Durante 1986-1993", CIER, Venezuela.
- Ahumada, Víctor. (1995), Presidente de la Comercializadora de Combustibles Punta Blanco, diario "El Comercio", Quito, 23 septiembre 1995.
- Altomonte, Hugo. (1995), "Política Energética y Equidad: El Caso de El Salvador". CEPAL, LC/R.1564, julio.
- Berstein, Sebastián. (1995), "Establecimiento de una Política Energética Basada en el Funcionamiento de Mercados Competitivos y en la Participación Privada". Publicación de CEPAL LC/R. 1502, Santiago.
- Blanlot Vivianne. (1993), "La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena". En Hacia el Estado regulador. Oscar Muñoz (edit). CIEPLAN, Santiago.
- CEPAL. (1994), "Panorama Social de América Latina". Santiago.
- \_\_ (1994), "Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe". Santiago.
- CEPAL/CIID. (1995) Proyecto Conjunto "Reestructuración Productiva, Organización Industrial y Competitividad Internacional en América Latina y El Caribe". La Industria Chilena entre 1970-1994: De la Sustitución de Importaciones a la Segunda Fase Exportadora. LC/R. 1535, Santiago.
- Comisión Nacional de Energía-Comisión de las Comunidades Europeas. (1993), Proyecto CUREN, "Informe sobre división El Teniente-Codelco". Santiago, febrero.
- Comisión Nacional de Energía. (1993), "El Sector Energía en Chile", Santiago, diciembre.
- \_\_ (1993), "Balance de Energía 1973-1992", Santiago.
- \_\_ (1994), "Proyecto de reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos". Santiago, septiembre.
- \_\_ (1995), Informe sobre "Uso Eficiente de la Energía", preparado para el Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. Santiago, marzo.

- CONAMA. (1993), "Programa de descontaminación de la Región Metropolitana de Santiago", Santiago.
- Corona, Pedro. (1995), Presidente de la Asociación de AFP A.G. "Los Fondos de Pensión y el Sector Energía", presentado en el seminario nacional sobre Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: el caso de Chile. Santiago 3 y 4 de mayo de 1995.
- Damill Mario, Fanelli José M. y Frenkel Roberto. (1994), "Shock Externo y Desequilibrio Fiscal: La Macroeconomía de América Latina en los Ochenta". CEPAL, LC/R 1469, Santiago, diciembre.
- French-Davis Ricardo, Leiva Patricio, Madrid Roberto. (1992), "Liberalización Comercial y Crecimiento: La experiencia de Chile. Pensamiento Iberoamericano No. 21, enero-junio.
- Galal, A. (1992), "Welfare Consequences of Selling Public Enterprises: Case Studies from Chile, Malaysia, México and the U.K.", Documento de Trabajo, Banco Mundial.
- Inostroza, Gabriel. (1995), "Control del Estado y gestión empresarial en el sector eléctrico chileno". Documento preparado para CEPAL. LC/R. 1497. Santiago, febrero.
- Leighton, Patricio. (1995), "Estudio sobre el Comportamiento de las Empresas Eléctricas". Publicación LC/R. 1491, Santiago.
- Lorenzini, Sergio. (1995), "Análisis de la Competitividad en la Generación Eléctrica". Publicación LC/R. 1498, Santiago.
- Maira, Luis. (1995), Ministro de Planificación y Cooperación. Diario La Epoca, viernes 7 de abril.
- Maldonado, Pedro (1991), "Energy Efficient Housing in Chile: A Strategic Approach to Energy and Environmental Policy", WEC Seminar, Washington, USA.
- \_\_\_ (1995), "Reestructuración Energética y Desarrollo Sustentable: el caso del sector eléctrico chileno". Trabajo preparado para CEPAL. Santiago, enero.
- Marcel, Mario. (1989), "La Privatización de Empresas Públicas en Chile, 1985-1988", Notas Técnicas N 125, CIEPLAN. Santiago, enero.
- Muñoz G., Oscar. (1988), "La Industrialización Chilena". En Chile Hacia el 2000, Desafíos y Opciones. Editorial Nueva Sociedad. UNITAR/PROFAL. Primera Edición, Tomo II, Caracas, Venezuela.
- OLADE. (1992), "El Papel del Estado en el Sector de la Energía". Quito.

- \_\_\_ (1994), Sistema de Información Económico Energética, Versión Septiembre 1994.
- Paredes, R. y Flor, L. (1993), "Estructura de propiedad de las firmas y grupos económicos: el caso Chileno, Cuadernos de Difusión, Año 2, n.3. Lima, abril.
- Paredes, Ricardo. (1995), "El Sector Eléctrico y el Mercado de Capitales". Trabajo preparado para CEPAL, en el marco del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. LC/R. 1496. Santiago, febrero.
- PRIEN. (1993), "Caracterización del consumo eléctrico de las principales empresas industriales y mineras del SIC", informe elaborado para la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., Santiago, Chile, julio.
- \_\_\_ (1993), "Previsión de la demanda por energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (1992-2002)", informe preparado para el CDEC-SIC, Santiago, Chile, octubre.
- \_\_\_ (1993), "Requerimientos Energéticos en Zonas Rurales", Informe para la Comisión Nacional de Energía, Santiago.
- \_\_\_ (1994), "Previsión de la demanda por energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (1994-2003)", informe preparado para el CDEC-SIC, Santiago, agosto.
- \_\_\_ (1994), "Energía y Equidad", trabajo preparado para CEPAL, LC/R. 1460. Santiago, octubre.
- PRIEN-Universidad de Chile, (1995), "La Política de uso eficiente de la energía: es el mercado el motor de dicha política?", trabajo preparado para CEPAL, LC/R. 1569. Santiago, agosto.
- Raczynsky, Dagmar. (1994), "Políticas Sociales y Programas de Combate a la Pobreza". Colección Estudios CIEPLAN No. 39. Santiago, junio.
- Sebastián, Berstein (1995), "Establecimiento de una Política Energética Basada en el Funcionamiento de Mercados Competitivos y en la Participación Privada". Documento preparado para CEPAL, en el marco del Proyecto Energía y Desarrollo en América Latina y El Caribe: el caso Chile. LC/R. 1502. Santiago, marzo.
- Taboada, J. (1987), "Reacondicionamiento térmico del parque de viviendas del Gran Santiago: Bases para la evaluación de potencialidades". Memoria de título, PRIEN, Santiago.
- Tohá, Jaime. (1994), "Estudio sobre la Reforma del Sector Energético en Chile", trabajo preparado para CEPAL. LC/R 1493. Santiago, enero.

Unidad Conjunta CEPAL/PNUMA, (1991), "Principales emisiones de contaminantes atmosféricos y algunos medios para su control: el caso de Chile". CEPAL, LC/R. 983 (Sem.61/5). Santiago, abril .

Vickers, J. y G. Yarrow. (1988), "Privatization: and Economic Analisis". The MIT Press, London, England.

Viqueira, J. (1994), "Cambios estructurales en la industria eléctrica", documento presentado en el XII Curso sobre Planificación Energética, PUE-UNAM, México, D.F., 29 de agosto al 9 de septiembre.

Von Bennewitz, R. (1990), "Ajuste a la producción eléctrica a la demanda en el sistema interconectado Central", Actas del Primer Congreso Nacional de Energía, Santiago, abril.

## Anexo 1

### LA PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO <sup>1</sup>

Como en los demás subsectores de la energía, el elemento central que impulsó al Gobierno a llevar a cabo el proceso de privatización del sector eléctrico fue la coherencia con el marco de desarrollo económico social, sostenido en los conceptos de mercado y de subsidiaridad del Estado.

Ya se dijo que el segmento de la generación fue considerado rápidamente como una industria proveedora de tipo mayorista, dándose las condiciones para un desarrollo descentralizado, competitivo y con participación privada creciente. En el caso de la distribución, resultaba claro que el concepto de servicio público tradicionalmente asignado a esta actividad no implicaba que su gestión tuviera que ser estatal; bastaba que el marco regulatorio fuera diseñado de modo que simultáneamente se satisficieran los objetivos de cobertura generalizada que caracteriza a los servicios públicos, con los de rentabilidad requeridos por la empresa privada. Por otra parte, se percibía que la ausencia de economías de escala en el desarrollo extensivo de la distribución facilitaba enormemente la descentralización, regionalización y privatización de esta industria.

Es preciso señalar que si bien a nivel del Presidente de la República y del equipo económico<sup>2</sup> había acuerdo sobre la conveniencia de tener la mayor participación privada posible en el sector eléctrico, no estaba claro, a comienzos de los años ochenta, hasta que punto esta participación podría alcanzar.

El proceso de privatización se enfrentó en Chile a la oposición de muy diversos sectores, entre los que cabe señalar los siguientes:

---

<sup>1</sup> Resumido de Sebastián Berstein "Establecimiento de una Política Energética Basada en el Funcionamiento de Mercados Competitivos y en la Participación Privada". Documento preparado para CEPAL, LC/R. 1502 .

<sup>2</sup> Salvo en el período 1984-1985, en que los Ministros de Hacienda y Economía de la época detuvieron el impulso privatizador del equipo anterior. El nombramiento de Hernán Buchi en 1985 significó el relance de las privatizaciones en el país.

- Algunos integrantes del propio Gobierno, que no creían que la industria eléctrica pudiera ser desarrollada por el sector privado, o bien que estimaban que se perdería la capacidad de manejo de las empresas eléctricas como centro de poder.
- Trabajadores de las empresas, que percibían una amenaza a su estabilidad laboral y a las denominadas conquistas sociales. Esta situación fue sin embargo cambiando con el tiempo, en la medida que se ofreció a los trabajadores la venta de acciones financiadas con una parte de los fondos de retiro individuales<sup>3</sup>.
- Grupos de profesionales y ejecutivos de la empresa, que tenían una capacidad de control importante de la gestión de la empresa, gracias a directorios estatales débiles y rotativos
- Determinados miembros de las F.F.A.A., que le daban a este sector una connotación estratégica muy especial. No obstante, debe destacarse que las decisiones claves de privatización contaron siempre con el apoyo de las F.F.A.A.
- La oposición política, imbuida mayoritariamente de una cultura estatista, así como algunas organizaciones gremiales. Se formaron así diversos "Comités de Defensa del Patrimonio Nacional", que argumentaban que la privatización implicaba un regalo al sector privado<sup>4</sup>,

---

<sup>3</sup> Los sindicatos de técnicos y administrativos de ENDESA terminaron por plegarse al proceso de privatización, en el cual se les dio la posibilidad de participar. En cambio el sindicato de ingenieros se negó a aceptar que sus miembros compraran las acciones que se les ofreció. Un gran porcentaje de los asociados no cumplió la resolución del sindicato, que finalmente cambió de posición.

<sup>4</sup> Uno de los aspectos más controvertidos al privatizar es el valor de los activos que se venden a los particulares. Los que se oponen esgrimen frente a la opinión pública argumentos que parecen bastante razonables:

- Se están vendiendo bienes por debajo de su verdadero valor, que es el reflejado en los libros.
- El valor de venta de las centrales es inferior al costo al cual el mismo Estado está construyendo centrales nuevas
- Los privados deberían participar en el negocio eléctrico, pero desarrollando obras nuevas, puesto que no tiene sentido que el Estado deba hacer el "esfuerzo" de construir centrales para luego venderlas bajo su costo.
- Los privados debieran invertir en las mismas condiciones que lo hace el Estado, es decir, obteniendo una baja rentabilidad, por ser la electricidad un servicio público.

Esos argumentos son fácilmente rebatibles, pero tienden a penetrar la opinión pública mal informada. En efecto, el valor económico de cualquier activo productivo está determinado por su flujo futuro, que no tiene que ver con su costo histórico. Este flujo está determinado por las regulaciones existentes, pudiendo incluso llegar a ser negativo, en casos extremos. Por otra parte, es extremadamente relevante la tasa a la cual se descuentan los flujos, tasa que tiene que ver con la percepción del riesgo del negocio.

Naturalmente, mientras más amenazas se planteen en contra de un proceso privatizador, mayor es la tasa de descuento (riesgo) que asignarán los particulares a las inversiones en el sector y menor será el valor que estarán dispuestos a pagar por los activos del sector eléctrico.

desconociendo que todas las privatizaciones se efectuaron en forma transparente ya sea por licitación, con acceso abierto y gran diversidad de participantes, a través de la venta en bolsa o bien a través de medios masivos y públicos como lo fue el mecanismo de capitalismo popular usado en el caso de ENDESA.

- La Banca Multilateral -BID y BIRF- no se opuso formalmente a la privatización pero en el caso de la generación permanentemente buscó establecer condiciones de garantía por parte del gobierno de Chile, de una naturaleza tal que implicaban una abierta desconfianza acerca de la capacidad del sector privado de desarrollar la industria eléctrica.
- De parte de algunos gremios empresariales, que veían en la empresa eléctrica estatal un camino más seguro para el suministro de electricidad, y una mayor facilidad para obtener bajas tarifas

El ritmo y fuerza con la cual se fueron manifestando estas oposiciones marcó la velocidad del proceso de privatización, que puede calificarse en general como lento.

---

En Chile, el proceso privatizador se caracterizó por efectuarse con posterioridad al establecimiento del nuevo marco institucional y regulatorio sectorial (caso de la energía y de las telecomunicaciones, por ej.). Ello se explica por las oposiciones de tipo político a la privatización anteriormente citadas, por la cautela frente a la inexistencia de experiencias en otros países acerca del funcionamiento de este tipo de marco regulatorio, y también por el hecho que las condiciones de gestión de las empresas estatales nunca fue desastroso, como en otros países. En Argentina, por el contrario, los procesos de reestructuración y privatización fueron prácticamente simultáneos. La ventaja de uno u otro esquema debe evidentemente ser analizado en el contexto de la situación política y económica de cada país



**Anexo 2**

**PRECIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA Y DE LOS  
PRINCIPALES COMBUSTIBLES**

**INVERSION PUBLICA Y PRIVADA**



**PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN CUSS/KWH  
EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (\*)**

<b>Año</b>	<b>Industrial</b>	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>
<i>1974</i>	61	1.53	2.29
<i>1975</i>	1.21	2.54	4.51
<i>1976</i>	1.70	3.04	5.33
<i>1977</i>	2.91	4.61	8.99
<i>1978</i>	3.05	4.53	9.26
<i>1979</i>	4.26	6.28	11.11
<i>1980</i>	5.11	8.96	12.91
<i>1981</i>	5.74	11.46	12.15
<i>1982</i>	4.11	7.95	8.13
<i>1983</i>	5.65	7.57	7.61
<i>1984</i>	3.11	5.79	5.83
<i>1985</i>	3.09	5.97	6.11
<i>1986</i>	3.20	6.43	6.57
<i>1987</i>	3.56	6.58	6.18
<i>1988</i>	5.20	14.82	7.67
<i>1989</i>	5.66	9.72	8.99
<i>1990</i>	6.42	10.94	10.15
<i>1991</i>	6.09	10.79	9.96
<i>1992</i>	6.01	11.02	9.89
<i>1993</i>	6.31	10.91	9.19

(\*) Impuesto al Valor Agregado incluido.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, citados por Tohá, J. Op. Cit.

## PRECIOS DEL GAS LICUADO EN CUSS/BBL (\*)

Año	Importación	Residencial	Comercial
1975	--	9.49	9.49
1976	--	10.48	10.48
1977	--	15.08	15.08
1978	--	17.93	17.93
1979	--	27.96	27.96
1980	--	43.67	43.67
1981	--	53.86	53.86
1982	--	56.21	56.21
1983	--	53.47	53.47
1984	--	51.42	51.42
1985	--	45.21	45.21
1986	--	39.22	39.22
1987	--	34.20	34.20
1988	18.43	36.25	36.25
1989	21.01	36.71	36.71
1990	27.54	47.73	47.73
1991	24.05	49.55	49.55
1992	22.60	50.58	50.58
1993	20,56	48.48	48.48

(\*)Impuesto al Valor Agregado incluido.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, citados por Tohá , J. Op. Cit.

## PRECIO DE LAS GASOLINAS (CUSS/BBL) (\*)

Año	Importación	Exportación	Transporte
1975	--	--	35.20
1976	--	--	34.87
1977	--	--	38.24
1978	--	--	37.28
1979	--	--	52.58
1980	--	--	70.96
1981	--	--	77.69
1982	--	--	75.03
1983	--	--	72.21
1984	--	--	70.24
1985	--	--	63.42
1986	--	--	55.25
1987	--	--	56.00
1988	21.14	--	51.09
1989	26.07	21.69	50.08
1990	32.38	28.84	57.87
1991	28.66	21.65	59.53
1992	24.92	--	65.45
1993	21.04	--	63.59

(\*)Impuesto al Valor Agregado incluido.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, citados por Tohá , J. Op. Cit.

## PRECIOS DEL DIESEL OIL Y FUEL OIL INDUSTRIAL (CUSS/BBL)

Año	Diesel Oil	Fuel Oil
1975	28.62	18.16
1976	29.78	19.65
1977	30.84	20.53
1978	28.94	18.05
1979	42.58	24.24
1980	64.91	54.12
1981	71.54	58.68
1982	66.85	40.95
1983	61.18	41.18
1984	60.26	42.51
1985	60.26	35.44
1986	60.26	28.06
1987	60.26	23.82
1988	43.13	20.26
1989	44.43	22.27
1990	53.77	26.14
1991	54.68	22.74
1992	53.68	21.92
1993	50.69	19.77

**Nota:** Existen algunas distorsiones en los precios de los hidrocarburos originados por cambios en las unidades monetarias y en las unidades de medida.

(\*) Impuesto al Valor Agregado incluido.

**Fuente :** Comisión Nacional de Energía, citados por Tohá , J. Op. Cit.

## INVERSIONES DEL SECTOR ENERGÍA

(En miles de US\$ de 1993)

Año	Total Sector Público	Total Sector Privado	Total Inversiones Sector Energía.
1973	305 936.9	18 048.3	323 985.2
1994	333 807.1	37 386.2	371 193.3
1975	452 378.5	24 500.6	476 879.1
1976	388 382.9	23 799.5	412 182.4
1977	343 144.3	32 725.6	375 869.9
1978	364 750.6	40 699.7	405 450.3
1979	452 620.6	58 677.9	511 298.5
1980	496 683.0	51 831.8	548 514.8
1981	540 145.1	71 154.4	611 299.5
1982	223 951.2	35 374.4	576 325.6
1983	238 847.1	4 9472.6	678 319.7
1984	134 916.9	508 341.5	643 258.4
1985	233 884.1	278 455.6	512 339.7
1986	165 833.2	400 246.6	566 079.8
1987	244 144.6	456 959.2	701 103.8
1988	128 745.1	401 653.3	530 398.4
1989	145 179.2	568 094.0	713 273.2
1990	108 869.3	734 639.2	843 508.5
1991	118 117.9	410 194.2	528 312.1
1992	136 238.3	502 067.0	638 305.3
1993	133 649.2	852 997.1	986 646.3

Fuente: Comisión Nacional de Energía, citados por Tohá , J. Op. Cit.

**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

Fuente: Leighton, P. (1995), Op. Cit

**Anexo 3****CRECIMIENTO, FILIALIZACIÓN Y GLOBALIZACIÓN DE LAS TRES  
PRINCIPALES EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL SECTOR <sup>5</sup>****1. CHILGENER S.A.**

En 1981 la Compañía Chilena de Electricidad S.A., Chilectra S.A., se reestructuró en una casa matriz y tres filiales. Se crearon dos filiales de distribución y una filial de generación que poseería una parte importante del sistema de transmisión en 110 KV. En Julio de 1981 se autorizó la existencia y se aprobó los estatutos de Chilectra Generación S.A. La operación comercial independiente comenzó el 1° de agosto de 1981. En Abril de 1986 se acordó la disolución anticipada de la sociedad, traspasando la propiedad a Corfo, quien tomó la decisión de privatizar la compañía, elevando gradualmente las metas de desconcentración accionaria. Este proceso se completó en enero de 1988, cuando Chilectra Generación S.A. pasó a ser totalmente privada. Luego, a partir de octubre de 1989 Chilectra Generación S.A. cambió su razón por la de Chilgener S.A.

En Abril de 1991 se autorizó la existencia y aprobaron los estatutos de Puerto Ventanas S.A., comenzando la operación comercial en Mayo de 1991. En diciembre del mismo año se acordó invertir en dos proyecto termoelectricos en el norte del país, uno en Huasco y otro en Tocopilla, y además, desarrollar proyectos en el extranjero. Para ello se aprobó un aumento de capital de US\$ 100 millones que se materializó en enero y febrero de 1992. En abril de 1993 se acordó efectuar la emisión de 48.180.000 acciones de pago sin valor nominal. El período de suscripción fue desde el 1° al 30 de septiembre, se suscribieron y pagaron 36.337.664 acciones, siendo el aumento de capital de aproximadamente US\$ 114 millones.

---

<sup>5</sup> Ver Ricardo Paredes, "Sector Eléctrico y Mercado de Capitales", op. cit. trabajo preparado para CEPAL. LC/R.1496. Febrero 1995.

Debido a la fuerte expansión experimentada por la compañía en los últimos tiempos, y a la diversificación de las actividades, se dio curso a una reestructuración interna de la empresa tendiente a consolidar las bases del negocio principal, continuándose a la vez con el proceso de filialización, para lo cual se constituyeron las siguientes sociedades:

- Norgener S.A. Sociedad filial de propiedad de Chilgener en un 99,99% encargada de construir y operar la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).
- Energía Verde S.A. Sociedad filial de propiedad de Chilgener en un 99,98%, encargada de construir las plantas termoeléctricas de Constitución y Laja alimentadas con desechos forestales. Además está encargada de detectar y desarrollar inversiones en generación eléctrica con recursos energéticos no tradicionales.
- Energy Trade and Finance Corp. (E.T.F.C.) Sociedad de Inversiones constituida en las Islas Caimanes, en la cual Chilgener tiene una participación del 100%. Su objeto es movilizar las inversiones de la compañía y actuar como puente de los créditos que provengan desde el exterior para financiar las inversiones de la compañía tanto en Chile como en el extranjero.
- Hidroandes S.A. Sociedad de inversiones constituida en la República Argentina, en la cual Chilgener tiene una participación del 99,99%. Su objeto es canalizar las inversiones de la compañía en dicho país.
- Central Neuquén S.A. Sociedad constituida en Argentina con la participación de Central Puerto S.A., con un 60%, Chilgener S.A. con un 15%, a través de su filial Hidroandes S.A. y el porcentaje restante por otros inversionistas. Esta sociedad está encargada de construir y operar la Central Turbogas Lomas de la Lata en la provincia de Neuquén, Argentina.
- Hidroneuquén S.A. Sociedad de inversiones constituida en la República Argentina, conformada mayoritariamente por Chilgener, a través de su filial Hidroandes S.A., Duke Energy, empresa eléctrica norteamericana, y TransAlta Energy, empresa eléctrica canadiense. En noviembre de 1993, mediante licitación pública internacional, este consorcio se adjudicó el 59% de la Sociedad Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A., quien a su vez es dueña del complejo hidroeléctrico del mismo nombre. El precio pagado por el porcentaje adjudicado fue de US\$ 272 millones. Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. deberá realizar inversiones adicionales del orden de los US\$ 90 millones.

Adicionalmente, en enero de 1994 CAP S.A. vendió a Chilgener 15.782.500 acciones de la Empresa Eléctrica Guacolda S.A., las que sumadas a las que ya poseía, representan el 50% del capital social, constituyéndose en accionista mayoritario de la sociedad. También en enero de 1994 Chilgener S.A. y Empresas Navieras S.A. constituyeron una sociedad anónima cerrada que tiene por objeto principal la explotación del negocio del transporte marítimo de graneles y cargas masivas en general. Ambas sociedades tienen participación igualitaria en esta sociedad, cuya razón social es Interoceanbulk S.A. En mayo de 1994, Chilgener vendió a su filial Hidroandes S.A., de Argentina, su participación accionaria del 30% que poseía en la Sociedad Central Puerto S.A.

En materia de orden financiero, en julio de 1993 se firmó un convenio de aval mediante el cual un sindicato de bancos, liderados por el Banco de Santiago, avalan la deuda con Mitsubishi Corporation originada por el financiamiento de la construcción de la Central Termoeléctrica Nueva Tocopilla. Este aval sindicado es por un monto original de Y 15.594 millones. La empresa posee, además, un crédito otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por una suma equivalente a los US\$ 78 millones.

En 1993 también se gestionaron créditos puentes para la compra de la Central Hidroeléctrica Piedra del Aguila en Argentina, y se participó activamente en la reestructuración de los pasivos (US\$ 405 millones) con los que, establecían las bases de la licitación, se recibió la empresa. En cuanto al remanente de acciones de los 48.180.000 que se había determinado suscribir en 1993 y que no fue colocado internamente, en julio de 1994 se dio término a su suscripción y pago. Es decir, 11.842.336 acciones de Chilgener S.A. fueron colocadas en los mercados internacionales a través del mecanismo de ADRs. El ingreso por este concepto asciende a \$ 27.528 millones equivalentes a US\$ 64,5 millones.

Como instrumentos de financiamiento con deuda, además de las obligaciones con bancos e instituciones financieras, existen 4 emisiones de bonos. Las fechas de emisión van desde el año 1987 hasta el 1991, y los plazos de amortización oscilan entre los 12 y 21 años, con tasas de interés entre el 5% y el 7% anual.

## **2. ENERSIS S.A.**

En 1981 la Compañía de Electricidad creó una nueva estructura, dando origen a una casa matriz y tres empresas filiales. En este esquema, en junio de 1981 se creó la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., siendo sus accionistas la Corfo y Chilectra.

Posteriormente, y como consecuencia de la privatización dispuesta por Corfo, se inició en 1985 el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó en Agosto de 1987. Mediante este proceso se incorporaron como accionista: las Administradoras de Fondos de Pensiones, los trabajadores de la empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas.

En el transcurso de 1987 se produjo un importante cambio en la organización de la empresa, ya que hasta ese ejercicio la estructura estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica. En este contexto, se definió una política de diversificación, buscando producir una efectiva división de actividades que permitieran la administración por objetivos con centros de resultados expandiendo las actividades de la compañía hacia otros negocios no regulados.

Así fue como, en el mismo año, la sociedad se planteó como objeto social explotar en el país o en el extranjero la exploración, desarrollo, operación, distribución, transmisión, transformación y

venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo la prestación de servicios de ingeniería en el país y en el extranjero en materias relacionadas con dichos objetos. También tiene como objeto administrar su inversión en sociedades filiales distribuidoras de energía eléctrica e invertir y administrar la inversión que haga en empresas filiales o coligadas cuyo giro sea afin, relacionado o vinculado a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía. De esta manera la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones. En agosto de 1988 entró en vigencia la razón social de Enersis S.A. y como tal, la empresa ha efectuado aportes de capital mayoritario en las siguientes filiales:

- Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. Empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana, ha llevado a cabo un proceso de creación de sucursales y de descentralización operativa en su área de concesión, y actuando en la Argentina como operador de Edesur S.A., donde se han obtenido mejoras relevantes en la eficiencia de la compañía.
- Synapsis S.A. Empresa destinada a suministrar servicios y equipos relacionados con la computación y el procesamiento de datos. Durante 1993 se adjudicó, en conjunto con Arthur Andersen, el contrato para desarrollar la base de clientes de Edesur S.A.
- Ingeniería e Inmobiliaria Manso de Velasco S.A. Entrega servicios de ingeniería, arrendamiento de inmuebles, administración y mantenimiento de propiedades, construcción de empalmes, arrendamiento de medidores, la construcción de edificios y la ejecución de desarrollos inmobiliarios. Además, Manso de Velasco formó una sociedad con el grupo Pérez-Companc, de Argentina, para efectuar labores de ingeniería eléctrica para empresas distribuidoras de electricidad en Buenos Aires, adjudicándose hacia fines de 1993 varios contratos que le aseguran un alto nivel de actividad. Son relevantes también los proyectos inmobiliarios desarrollados en Chile, tales como el edificio Santiago 2000, que reportará ventas por casi US\$ 30 millones, el proyecto Los Trapenses en el sector de la Dehesa y Puerto Pacífico en Viña del Mar, proyecto urbanístico que considera la construcción de varias torres de departamentos, y que se espere estar terminado hacia fines de 1995.
- Distribuidora de Productos Eléctricos S.A. Su objeto es desempeñarse como agente de compras, importación y exportación y proveedor de materiales para las empresas filiales de Enersis S.A. y terceros.
- Enersis de Argentina S.A. y Enersis International Limited. Sus objetivos están orientados hacia las actividades financieras y de inversión en el extranjero. En junio de 1992, Enersis S.A. adquirió el 99.99% de las acciones de la sociedad Enersis Argentina S.A., convirtiéndose ésta en la primera filial internacional de la compañía.
- En este mismo sentido, para optimizar la administración, a partir de Junio de 1989 se aprobó la división de la filial Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., en una sociedad

continuadora que conserva la razón social, y una nueva sociedad que se constituyó con el nombre de Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A., cuyo objeto es el mismo de la Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. y que atiende las necesidades de distribución y venta de energía en las zonas de San Bernardo, Puente Alto, Calera de Tango, Talagante, Peñaflor, Curacaví, San José de Maipo e Isla de Maipo.

- Central Costanera. Continúa en su proceso de recuperación de su capacidad generadora, para lo que se encuentra comprometida en un plan de inversión ambicioso en los próximos años.
- Ese consorcio integrado por las empresas chilenas Enersis S.A. y Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., en conjunto con las empresas argentinas Inversora Patagónica S.A., Inter Río Holding Establishment y Compañía Costanera Power Corporation, subsidiaria de la compañía Public Service of Indiana de estados Unidos de Norteamérica fue quien se adjudicó el 60% de la propiedad de Central Costanera en licitación pública internacional convocada por el gobierno argentino.
- Edesur S.A. (Argentina). En Junio de 1992, el 51% de la propiedad de Edesur S.A., compañía distribuidora de energía eléctrica de la ciudad de Buenos Aires, fue adjudicada en licitación pública internacional del gobierno argentino al consorcio Distrilec Inversora S.A., integrado por Enersis S.A., distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., Endesa S.A., Compañía Naviera Pérez Companc, PSI Energy Inc y PSI Energy Argentina Inc. Durante 1993 contó con la acción preferente de la plana ejecutiva en vistas a su reestructuración, poniendo énfasis en la reducción de las pérdidas por hurto y la optimización interna.
- Endesa. Empresa en la que Enersis tiene una participación del 15,3% concretó en 1993 otro paso dentro de su plan de expansión e internacionalización, al adjudicarse un porcentaje mayoritario de la Empresa Eléctrica El Chocón, en Argentina, a través de un consorcio controlado mayoritariamente por ella.

El año 1993 marcó para Enersis y sus filiales la concreción de un proceso de consolidación importante, que comenzó en 1992, motivado por la gran expansión de la compañía. A partir de ese año, ésta amplía la explotación del rubro de la energía eléctrica, que constituía su principal actividad en Chile, a la República Argentina. Dicho proceso de consolidación de tradujo en forma importante en la implementación de una estructura de capital diferente, que incluyó la emisión de acciones en los mercados internacionales mediante la colocación de los ADR's y la obtención de un crédito sindicado con bancos europeos y norteamericanos.

La consolidación financiera de Enersis era necesaria ya que tenía pasivos de corto plazo en el exterior, que no guardaban relación con la maduración de las inversiones realizadas en el extranjero. Debido a eso se optó por refinanciar los pasivos a 5 años plazo mediante un crédito sindicado que fue organizado por Credit Suisse - First Boston y en el que participaron bancos tanto de Europa como de Estados Unidos. El monto del crédito fue de US\$ 139 millones y la tasa de interés de Libro + 1,35%, con una sola amortización en 5 años.

Por otra parte, la oferta preferente de acciones de la nueva emisión de Enersis acordada en Abril de 1993 fue recibida con tal interés por los accionistas, que fue necesario aprobar la colocación del resto de la emisión en el mercado internacional. Dicha colocación internacional fue muy exitosa, resultando en una recaudación de US\$ 63,2 millones, proceso en el cual se suscribieron 175.533.500 acciones ordinarias de la Compañía.

Además, las inversiones de Enersis no se han limitado a Chile y Argentina. En agosto de 1994 un consorcio integrado por Enersis y Chilectra de Chile, Endesa de España y los grupos peruanos Cosapi y Romero, adquirieron el 60% de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte (Edelnor), en US\$ 175,6 millones.

### **3. ENDESA S.A.**

La Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, fue creada el 1° de diciembre de 1943, como una sociedad anónima filial de la Corfo, la cual mantuvo una participación mayoritaria en su capital social hasta el año 1988. Su estatuto de constitución señalaba que el objeto de la sociedad era explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación del País. En 1980 se eliminó de sus objetivos la concreción de éste plan, responsabilidad que la ley asignó a la Comisión Nacional de Energía. Otras modificaciones a los estatutos permitieron que recursos de los Fondos de Pensiones pudieran ser invertidos en ella, se amplió el objeto social incluyendo la posibilidad de prestar servicios de consultoría y en 1992 se volvió a ampliar el objeto social, permitiendo expresamente a la empresa realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica fuera esencial y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero.

Durante el mes de Mayo de 1992, Endesa decidió construir la central térmica Mejillones, la que pasará a formar parte del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Dicha central tendrá una potencia del orden de 125 MW, y deberá entrar en operaciones en Julio de 1995, demandando una inversión de aproximadamente US\$ 150 millones.

También en 1992 Endesa S.A. logró acuerdos para conformar grupos societarios con empresas chilenas, argentinas y de EE.UU. para la licitación de Central Puerto S.A., Central Costanera S.A. y de las dos empresa distribuidoras de energía eléctrica de Buenos Aires, las que llevarían a cabo en el marco del proceso de privatización del sector eléctrico de la República Argentina.

En ese año, el consorcio de empresas chileno - argentinas - norteamericano en el cual participa Endesa tomó posesión de la empresa generadora argentina Central Costanera S.A., adjudicándose el 60% del paquete accionario de dicha sociedad. Con el propósito de agilizar las operaciones financieras y comerciales que Endesa deberá desarrollar en Argentina, se crea una sociedad filial denominada Endesa Argentina S.A., en la cual Endesa participa con un 99,99%.

En Julio de 1992 Endesa decide constituir las siguientes filiales Idessa S.A. y Puerto de Mejillones. Ese mismo mes, el consorcio Distrilec Inversora S.A., integrado por Chilectra Metropolitana S.A., Enersis S.A., Endesa, Compañía Naviera Pérez Companc S.A., PSI Energy Inc y PSI Energy Argentina Inc, se adjudicó el 51% de la propiedad de Edesur S.A., empresa de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Buenos Aires, en licitación pública internacional. Endesa participó en dicho consorcio en un 11%.

Durante 1993 las inversiones en el exterior alcanzaron la cifra de US\$165 millones, mientras que en el país totalizaron US\$102 millones.

Entre los proyectos de 1993 se cuenta la Central Hidroeléctrica Curillinque, construida por la filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., que fue puesta en servicio en diciembre de 1993 y que aporta al Sistema Interconectado Central (SIC) una energía media anual de 601 millones de kwh.

En cuanto a la Central Pangué, que se está construyendo por la filial Empresa Eléctrica Pangué S.A., su avance hasta 1993 alcanzaba el 20%. En Octubre de ese año se suscribieron los convenios correspondientes a créditos por US\$ 120 millones que aportará la International Finance Corporation (IFC), filial del Banco Mundial a Pangué S.A., para completar el financiamiento de la central. Además, la IFC hará un aporte de capital de hasta 4,7 millones de dólares accediendo al 2,5% del capital de la sociedad. En el mismo aspecto financiero, se encuentran avanzadas las gestiones para que Pangué S.A. pueda emitir bonos por un monto de US\$ 120 millones.

En el campo de la transmisión eléctrica, en Marzo de 1993 inició sus actividades la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., Transelec, destinada a operar y proyectar el sistema de transmisión. En Junio se inauguró el tendido eléctrico Cruce del Canal de Chacao, destinado a asegurar el abastecimiento eléctrico a la Isla de Chiloé.

La filial Túnel El Melón S.A., creada en Junio de 1993, inició, por su parte, las obras correspondientes a este importante proyecto, primer proyecto de infraestructura entregado en concesión al sector privado. El trabajo deberá quedar en operaciones durante el último trimestre de 1995.

La internacionalización de la compañía se vio consolidada al comenzar Endesa a operar en Argentina centrales cuya potencia instalada superan a la que posee en la totalidad de sus centrales en Chile. En Julio de 1993 se adjudicó el consorcio liderado por Endesa el 59% del paquete accionario de la Empresa Hidroeléctrica El Chocón S.A., que vino a sumarse a la Central Costanera. El Complejo Hidroeléctrico El Chocón-Arroyito tiene una capacidad de 1.320 MW y se pagó por el la suma de US\$ 223,9 millones, liderando Endesa un consorcio constituido por la empresa norteamericana CMS Generation S.A., el Fondo Americano de Inversiones BEA y el Banco Santander de España.

En el ámbito financiero, es importante señalar que Standard & Poor's, luego de otorgar en Diciembre de 1993 a Chile la clasificación BBB+, le asignó a Endesa igual rating, lo que significa que es la primera empresa latinoamericana de bajo riesgo para inversionistas privados.

Durante el mes de Abril de 1994, se aprobó un aumento de capital de 200.000.000 de acciones de pago que equivale al 2.5% del total de las acciones vigentes de la sociedad. Para este efecto, a partir del 18 de Junio de 1994, Endesa ha llevado a cabo la colocación de dichas acciones dándole la opción preferente a los actuales accionistas. El saldo restante fue colocado mediante mecanismo de ADR's en los mercados internacionales. Por este aumento de capital la empresa obtuvo fondos por aproximadamente US\$ 148 millones.

Por último, se destaca que a fines de Septiembre de 1994, Endesa S.A., presentó una oferta técnica por el 60% de Electrolima Generación (EDEGEL), en un consorcio que además integran Entergy, PSI y el grupo económico peruano Graña y Montero. La compañía peruana incluye cinco centrales hidroeléctricas. Dentro de los planes de Endesa también está participar en la licitación de ElectroPerú, empresa generadora que se dividirá en dos o tres firmas distintas, materia que está en estudio el gobierno peruano. Estas inversiones serán financiadas con los recursos provenientes del aumento de capital mencionado anteriormente.