

**LAS REFORMAS ESTRUCTURALES DEL
SECTOR ELÉCTRICO PERUANO Y LAS
CARACTERÍSTICAS DE LA INVERSIÓN
1992-2000**

Humberto Campodónico Sánchez

LC/L.1209
Mayo de 1999

Este trabajo fue preparado por el señor Humberto Campodónico Sánchez, consultor, para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
II. LA INVERSIÓN EN LAS DÉCADAS DEL 70 Y 80	11
1. DESARROLLO DE LA INVERSIÓN Y DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA A PARTIR DEL DECENIO DE LOS 70.....	11
2. LOS PROBLEMAS ECONÓMICO-FINANCIEROS DEL PERIODO 1972-1990	13
3. EL ESQUEMA DE FIJACIÓN DE TARIFAS Y LOS PROBLEMAS ECONÓMICOS	14
III. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU IMPORTANCIA PARA EL PROCESO DE INVERSIONES	17
1. LA NUEVA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	17
2. LA NUEVA METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS	18
3. LA EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DESDE 1993	21
IV. LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	27
1. LA PRIVATIZACIÓN DE LA GENERACIÓN	28
1.1 <i>Compromisos de inversión derivados de la privatización.....</i>	<i>31</i>
1.2 <i>Montos obtenidos y precio resultante de la privatización.....</i>	<i>31</i>
1.3 <i>Precio por potencia instalada</i>	<i>31</i>
1.4 <i>Privatizaciones de empresas generadoras pendientes.....</i>	<i>31</i>
2. LA NO PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS TRANSMISORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	32
3. LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	32
3.1 <i>Compromisos de inversión</i>	<i>33</i>
3.2 <i>Precio resultante de la privatización</i>	<i>35</i>
3.3 <i>Precio por cliente.....</i>	<i>35</i>
3.4 <i>Privatizaciones pendientes</i>	<i>35</i>
4. LA NUEVA ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO	35
V. INVERSIONES FUTURAS EN GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ.....	39
1. EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS Y DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	39
1.1 <i>El balance oferta-demanda para el periodo 1997-2000.....</i>	<i>40</i>
1.2 <i>El balance oferta demanda en el largo plazo: 2000 - 2013</i>	<i>41</i>
2. LA INVERSIÓN DEL ESTADO EN EL PERIODO POST-PRIVATIZACIÓN	41

2.1 <i>Incidencia en la cobertura eléctrica a nivel nacional</i>	42
3. NUEVAS INVERSIONES EN GENERACIÓN.....	43
4. NUEVAS INVERSIONES EN TRANSMISIÓN.....	46
5. NUEVAS INVERSIONES EN DISTRIBUCIÓN.....	47
VI. UTILIDADES Y RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	49
1. EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL PERÚ.....	49
2. LAS UTILIDADES DE LAS EMPRESAS PRIVATIZADAS.....	50
3. LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS PRIVATIZADAS.....	53
4. CAUSAS DEL AUMENTO DE LA RENTABILIDAD.....	53
4.1 <i>Una alta generación interna de recursos</i>	53
4.2 <i>Disminución en el pago del impuesto a la renta</i>	55
4.3 <i>Disminución del personal empleado y de los costos laborales</i>	56
4.4 <i>Ampliación de la cobertura eléctrica a clientes residenciales y libres</i>	57
4.5 <i>Disminución de las pérdidas de energía</i>	58
4.6 <i>Disminución sustantiva del período de cobranza</i>	58
4.7 <i>Algunos indicadores de rentabilidad</i>	58
VII. FUENTES DE FINANCIAMIENTO DE LAS EMPRESAS	61
1. ESCASA IMPORTANCIA DE LAS AFP.....	62
VIII. CONCLUSIONES	63
BIBLIOGRAFÍA	69
ANEXOS	71
Mercado potencial en potencia para el sin (mw).....	73
Mercado potencial en energía para el sin (gwh).....	73
Resumen del estado de ganancias y pérdidas - 1995.....	74
Resumen del estado de ganancias y pérdidas - 1996.....	75
Resumen del estado de ganancias y pérdidas - 1997.....	76
NOTAS.....	77

RESUMEN

Este trabajo se centra en el proceso de inversiones en el sector eléctrico en el Perú y forma parte de una serie de estudios sectoriales sobre la respuesta de la inversión privada frente a las reformas estructurales de la década del 90. En el Capítulo I se realiza una descripción de la evolución del sector y de las inversiones en el periodo 1972-1990, cuando toda la actividad estaba reservada a la empresa pública ELECTROPERU y a las empresas regionales de distribución, también de propiedad del Estado-

El Capítulo II analiza las principales modificaciones legales en el sector, iniciadas en 1992 con la promulgación de una nueva Ley de Concesiones Eléctricas, que determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y la distribución como actividades a ser realizadas por el sector privado con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio. Además, se estudia el nuevo sistema tarifario para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la puesta en marcha de la nueva institucionalidad en el sector.

En el Capítulo III se analiza el proceso de privatización del sector, que comenzó en 1994 con la venta de las empresas de distribución de Lima, continuando con la venta de empresas generadoras en 1995 y 1996. Se analizan las características del proceso, los compromisos de inversión determinados en los contratos de venta y la nueva estructura de propiedad resultante de la privatización.

En el Capítulo IV se estudian las principales inversiones, privadas y públicas, en generación, transmisión y distribución del sector en el periodo 1995-98, así como su proyección al año 2001. También se analiza el importante rol que sigue cumpliendo el Estado peruano en el sector.

En el Capítulo V se analiza en detalle el comportamiento económico de las empresas. Se estudian los determinantes de la inversión así como de las utilidades, rentabilidades y fuentes de financiamiento de las empresas del sector. En el Capítulo VI se estudian las fuentes de financiamiento de las empresas del sector.

I. INTRODUCCIÓN

Hasta 1992, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público estaba reservada para el Estado. La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas era el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades de este servicio público.

En mayo de 1982 se promulgó la Ley General de Electricidad, Ley 25884. La empresa matriz, ELECTROPERU SA, tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación de las Empresas Regionales de Electricidad. En 1984, se transfirió a las empresas regionales la actividad de distribución de energía y equipamiento de la infraestructura eléctrico.

ELECTROPERU, las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados, de propiedad del Estado, producían el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país. En su mayor parte (75%), ésta provenía de centrales hidroeléctricas (gráfico 1). Asimismo, existía un importante sector de empresas autoproductoras privadas, que producían el 30% restante de la energía eléctrica. En este caso, la mayor parte de la oferta (el 78%) provenía de centrales térmicas.

Este sistema sufrió una profunda transformación con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas 25844 de 1992 y con el inicio del proceso de privatización a mediados de 1994.

La Ley 25844 determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y la distribución como actividades a ser realizadas por el sector privado¹ “con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad”. Se dispuso que las empresas que integran los sistemas interconectados Centro-Norte (SICN), Sur-Oeste (SISO) y Sur-Este (SISE)² tomen las medidas legales, administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, transmisión y de distribución constituyendo empresas independientes. En lo que respecta a los sistemas aislados de electricidad, que representan el 26% de la generación eléctrica del país, la ley contempla que en estos sistemas aislados sí puede existir una integración vertical³.

Además, la Ley 25844 determinó la vigencia de un nuevo sistema tarifario para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la puesta en marcha de una nueva institucionalidad en el sector, orientada a impulsar la racionalidad de las decisiones en el marco de la libre competencia.

En lo que respecta a la privatización, en 1991 el gobierno promulgó el DL 674, el mismo que creó la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), responsable de la dirección del proceso de privatización, de la selección de las empresas a privatizarse y de los principios generales y procedimientos a aplicarse, la coordinación y el control del programa de privatización.

La COPRI, en lo que se refiere al sector eléctrico, tuvo como objetivo el traspaso al sector privado de las empresas del sistema eléctrico, con el objetivo de formar un marco de libre competencia que permita establecer precios y asignar eficientemente los recursos de la economía. Para ello se formaron, en 1993, tres Comités Especiales de Privatización (CEPRI), los mismos que correspondieron a las siguientes empresas: ELECTROPERU, ELECTROLIMA y ETEVENSA (Empresa Termoeléctrica de Ventanilla SA). El esquema de privatización no planteó la venta de las empresas como un "holding", sino la venta individual de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.

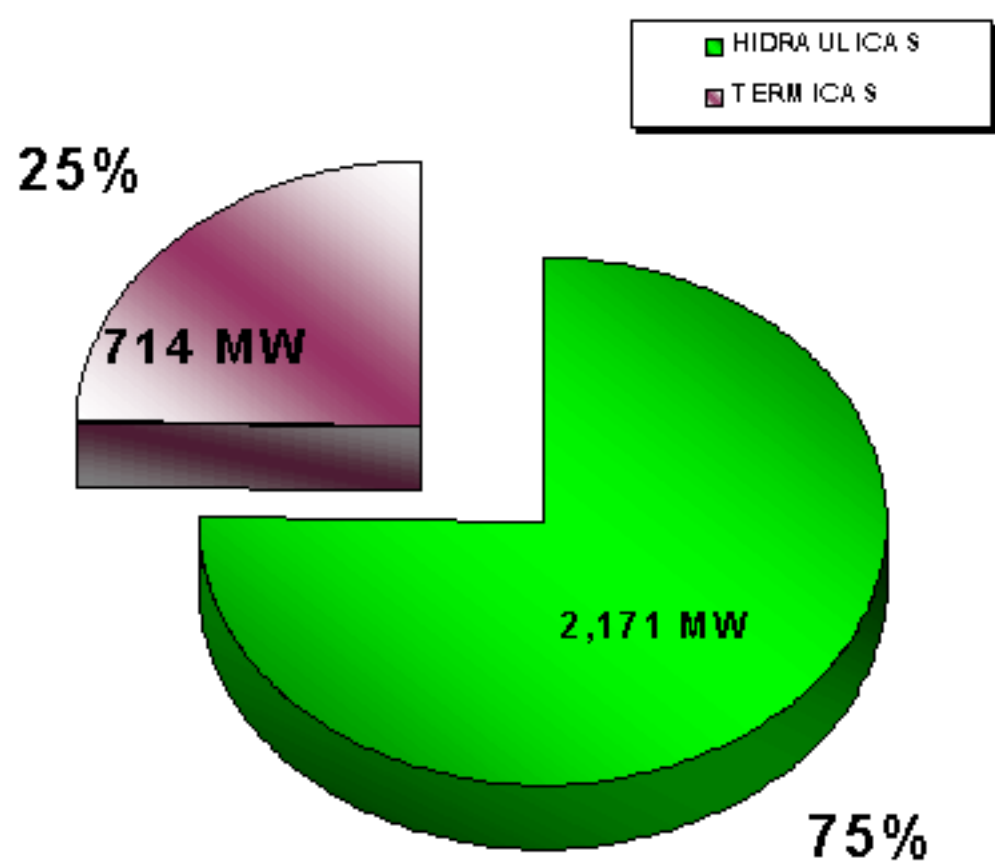
Desde mediados de 1994 hasta la fecha se ha privatizado el 51% de la generación y el 55% de la distribución de energía eléctrica. Los compradores, en su mayoría, son inversionistas privados extranjeros, en alianza con inversionistas nacionales, los cuales tienen participaciones minoritarias. Actualmente existen cinco compañías privadas de generación y tres compañías privadas de distribución.

Cabe destacar que la modalidad de privatización de las unidades generadoras de energía ha implicado, en muchos casos, compromisos de inversión obligatorios para ampliar la capacidad de oferta. Igualmente, se prevé que las futuras privatizaciones de las empresas regionales de distribución de electricidad impliquen compromisos para la electrificación de zonas rurales.

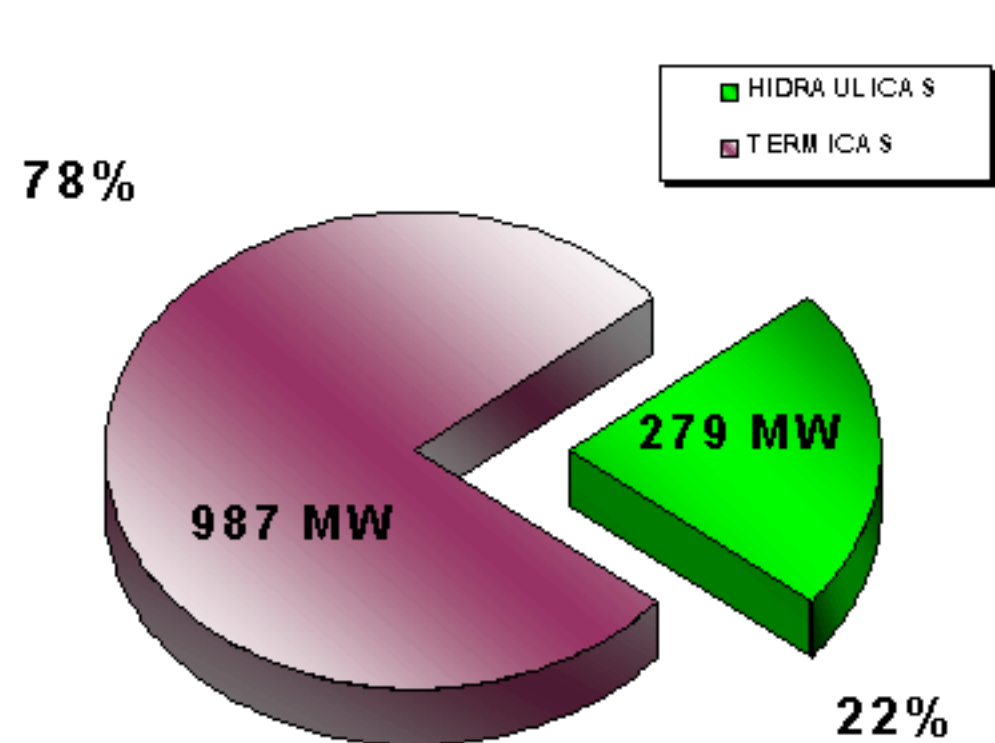
Como puede apreciarse, la nueva institucionalidad del sector eléctrico en Perú (nueva Ley y proceso de privatización) es bastante reciente, por lo que es difícil, en este estadio, tener una idea clara respecto de su impacto en el proceso de inversiones, tanto en la capacidad de generación como de la ampliación de la distribución.

POTENCIA INSTALADA EN PERU 1992 (EN MW y %)

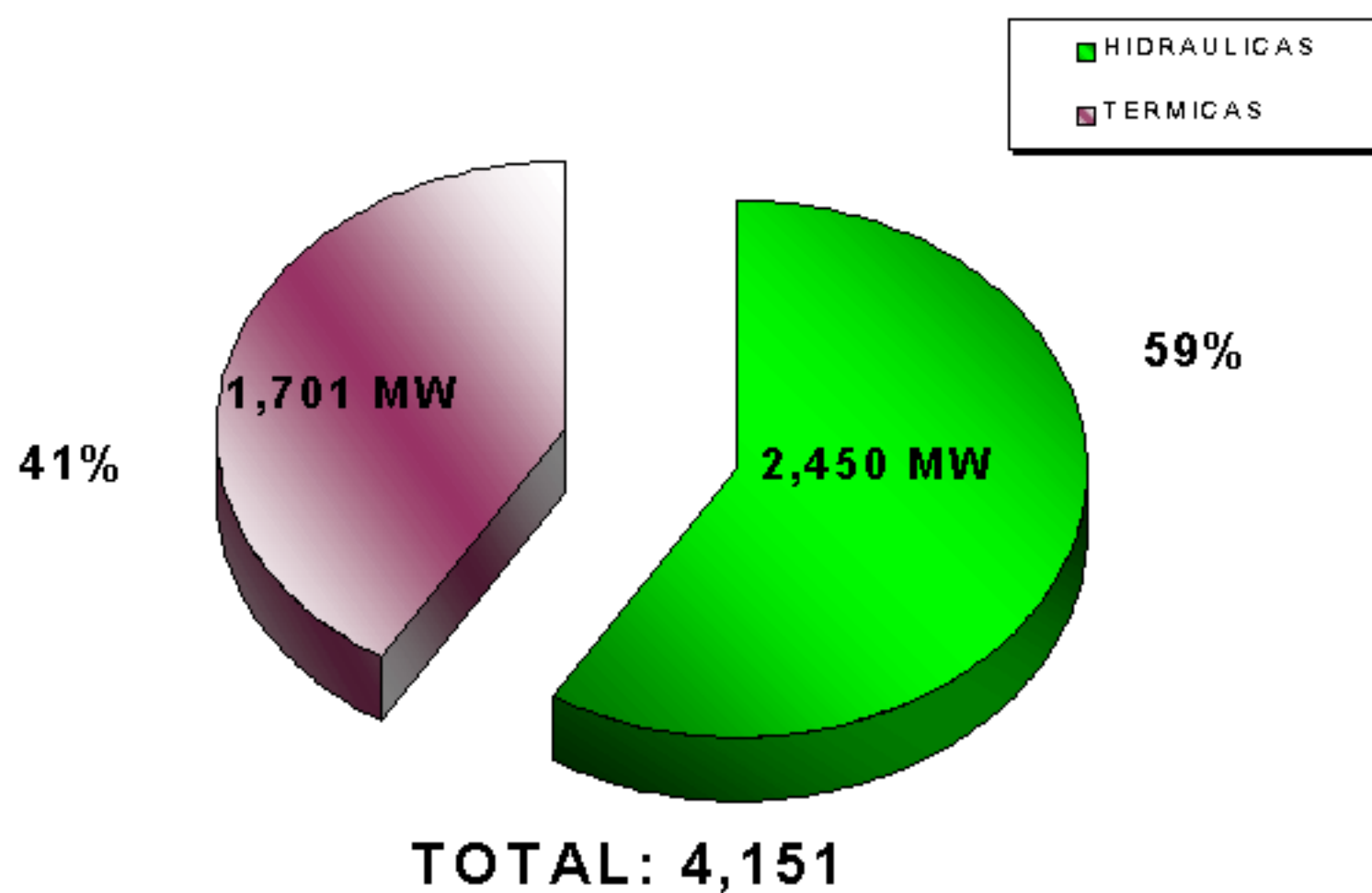
ELECTROPERU



AUTOPRODUCTORES



TOTAL



II. LA INVERSIÓN EN LAS DÉCADAS DEL 70 Y 80

1. Desarrollo de la inversión y de la capacidad de potencia a partir del decenio de los 70

A fines de la década del 60 la inversión pública (incluyendo gobierno central y empresas públicas) era bastante reducida, alcanzando en 1968 sólo el 2,7% del PBI. Esto cambió con la llegada al poder del gobierno de las Fuerzas Armadas, en 1969, que impulsó una política de reformas estructurales en la que jugaba rol importante la acción del Estado. En 1975 la inversión pública representó el 8,6% del PBI, correspondiéndole el 5,8% a las empresas públicas y el 2,8% restante al gobierno central.

En las décadas del 70 y del 80 el sector energético en el Perú fue el principal impulsor de la inversión pública. Al hablar del sector energético nos referimos fundamentalmente a dos subsectores: el subsector petróleo y el subsector eléctrico, pues los demás (carbón, gas natural⁴ y energías alternativas, incluyendo la nuclear) tienen una participación bastante reducida en el conjunto de la oferta energética del país y, por ende, en la inversión pública.

En el periodo 1970-1995 las inversiones en el subsector eléctrico atraviesan cuatro periodos bastante bien diferenciados (ver Cuadro 1). En el primero de ellos (1972-79) se produce un importante crecimiento de la potencia instalada con una adición promedio de 114 MW anuales y una tasa de crecimiento del 5,7% anual. Las inversiones realizadas por ELECTROPERU ascendieron, en promedio, a US\$ 180 millones anuales constantes de 1995, lo que representó el 0,5% del PBI (ver Gráficos 2 y 3).

Cuadro 1
ELECTROPERU: INDICADORES RELEVANTES

	70-79	80-89	80-85	86-90	90-95	90-93	94-95
Inversiones en US\$MM de 1995, promedios anuales por período	178,6	490	656,0	222,2	89,3	96,4	30,6
Inversiones % PBI promedios anuales por período	0,52	1,29	1,74	0,57	0,21	0,24	0,05
Adición promedio de potencia anual en MW (72-79)							
ELECTROPERU	85	75	88	45	71	49	106
Autoproductores	29	18	8	1	19	-13	0
TdeC de la Potencia instalada (72-79)							
ELECTROPERU	7,3	3,5	4,6	2,1	2,4	2,2	7,1
Autoproductores	3,5	1,7	0,8	0,1	1,4	-1,3	0,0
TOTAL	5,7	2,9	3,4	1,4	2,1	1,2	4,8

Fuente: ELECTROPERU.

Pasada la crisis de 1977-78, durante el segundo gobierno de Belaúnde (1980-85) se puede observar un importante repunte de la inversión pública, la cual se elevó a 5,26% del PBI en 1983, alcanzando los niveles de la década del 70 (ver Gráfico 2). En este período la inversión de ELECTROPERU fue la más importante, con el 2,5% del PBI, es decir el 50% de la inversión total de las empresas públicas.

Gráfico 2

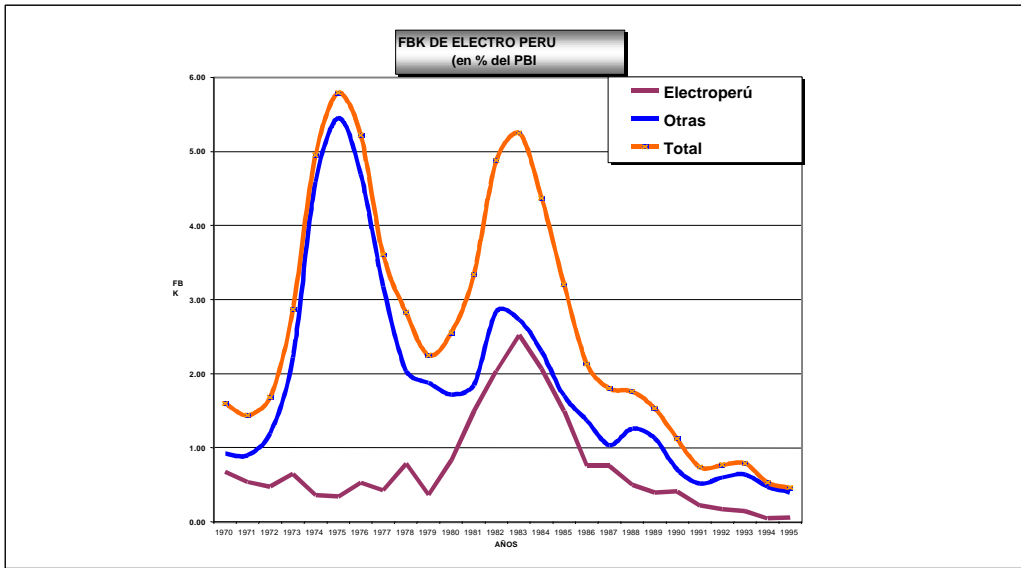
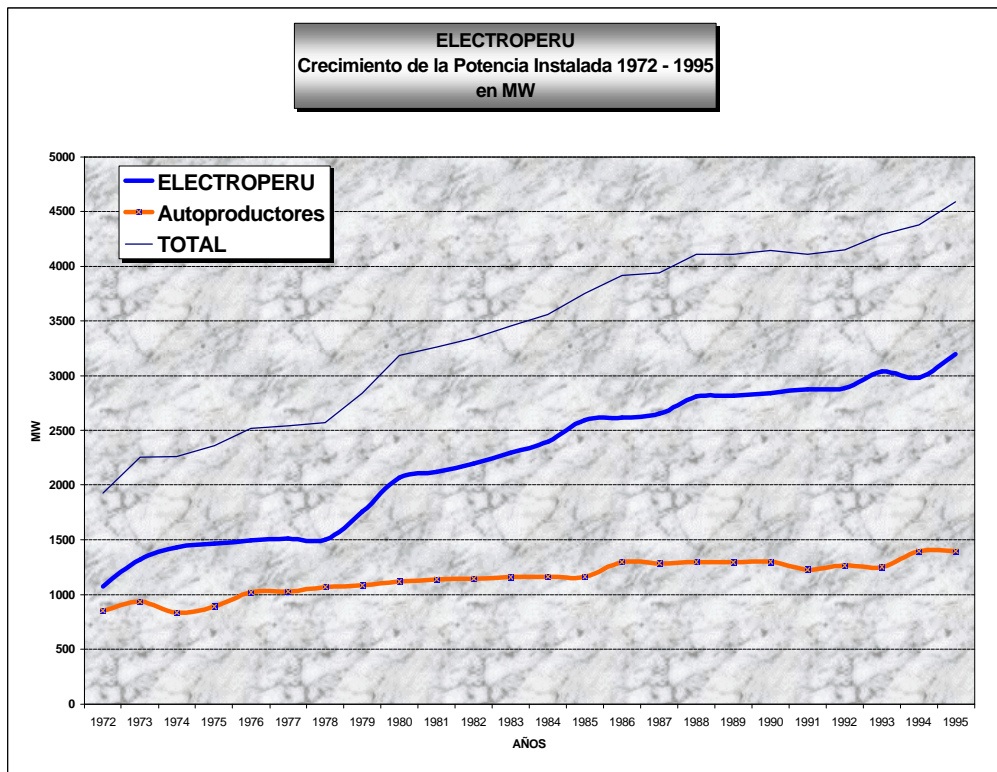


Gráfico 3



En este segundo periodo, 1980-85, las inversiones en el subsector eléctrico continúan aumentando y llegan hasta un promedio anual de US\$ 650 millones constantes de 1995 - el más alto de todo el periodo analizado -, constituyendo el 1.74% del PBI en promedio para el periodo. Se mantiene la adición promedio de la potencia instalada (88 MW anuales) pero la tasa de crecimiento disminuye a 4,6%. Este conjunto de factores nos estaría indicando que las inversiones en la construcción de centrales hidroeléctricas estaban obteniendo un rendimiento promedio inferior al de la década anterior⁵.

El declive de la inversión pública por todo concepto y, también de ELECTROPERU, comienza en el tercer periodo (86-90), cuando la inversión de las empresas públicas disminuye al 1,13% del PBI.

En este tercer periodo, las inversiones de ELECTROPERU se redujeron en un 66%, cayendo hasta US\$ 222 millones constantes de 1995, lo que representa sólo el 0,57% del PBI, muy por debajo del promedio de los niveles de la década del 70 y principios de los 80. Lo mismo sucede con la adición promedio anual, que disminuye a 46 MW anuales promedio, lo que significa una tasa de crecimiento del 1,4%. Cabe señalar, también, la disminución de la capacidad de potencia de los autoprodutores, debido a que, en muchos casos, sus necesidades de energía fueron provistas por ELECTROPERU.

Durante la década del 90 comienza la implementación de las reformas estructurales orientadas a reducir el protagonismo estatal, lo que incluye una nueva ley para el sector eléctrico que permite e incentiva la inversión privada así como la privatización de las empresas públicas, entre ellas, ELECTROPERU.

En este cuarto periodo, 1990-95, continúa la tendencia anterior, apreciándose dos sub-periodos. El primero abarca los años 1990 a 1993, en los cuales el gobierno define los nuevos objetivos para el subsector eléctrico, que se plasman en la nueva Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y en los planes de privatización del conjunto del sector, que cristalizan en 1993. En ese sub-periodo se realizan algunas inversiones (sobretudo en una central térmica cercanas a Lima para disminuir los embates de la violencia política). Lo mismo sucede con la adición promedio y con la tasa de crecimiento de la potencia instalada.

En 1994 comienza la privatización de las empresas distribuidoras y, en 1995, de las empresas generadoras, proceso que continúa hasta el presente. En el sub-periodo 1994-95 las inversiones descienden a US\$ 30 millones promedio anuales (constantes de 1995) en promedio y constituyen sólo el 0,05% del PBI.

2. Los problemas económico-financieros del periodo 1972-1990

En la segunda mitad de la década del 80 se puso en evidencia que ELECTROPERU atravesaba por una grave crisis financiera y económica. En lo financiero, se produjo un elevado nivel de endeudamiento externo, lo cual se agravó debido a la menor disponibilidad de créditos externos resultantes del incumplimiento de sus obligaciones. En lo económico, la crisis tuvo relación con

el retraso tarifario que comprometió la capacidad operativa de la empresa y redujo sus posibilidades de inversión.

Las inversiones de ELECTROPERU han estado fuertemente ligadas al endeudamiento externo. El incremento de la deuda externa de largo plazo de esta empresa se produce en el periodo de inversiones altas, de 1980 a 1985. En ese mismo periodo, el activo fijo de ELECTROPERU pasó de US\$ 1,425 a 2,487 millones (en dólares constantes de 1985), lo que constituye un incremento del 75%, fundamentalmente por la puesta en marcha de nuevas centrales hidroeléctricas.

3. El esquema de fijación de tarifas y los problemas económicos

La otra causa de los problemas de ELECTROPERU radicó en el desequilibrio tarifario existente. Al asumir el Estado, a fines de 1972, la responsabilidad de la prestación del servicio eléctrico a nivel nacional, las tarifas que regían en la mayoría de localidades del país, con algunas excepciones, se habían mantenido congeladas durante 10 años. Por ello, la mayor parte de los servicios asumidos por ELECTROPERU enfrentaban un serio desequilibrio económico-financiero y dependían, por tanto, de la subvención estatal para cubrir los gastos operativos de la empresa. Este problema no se corrigió en los siguientes 15 años y, en 1987, ELECTROPERU enfrentó un grave desequilibrio económico y financiero, que llevó a su descapitalización y limitó su capacidad de autofinanciamiento a niveles insignificantes⁶.

Es importante resaltar, también, que no sólo existía un problema de insuficiencia de los niveles tarifarios vigentes, sino también de la modalidad de su determinación, pues ésta no se adecuaba a la estructura de costos y a las características técnico-económicas de los correspondientes sistemas eléctricos⁷.

Hasta 1986, el sector eléctrico peruano contaba con un sistema tarifario basado en el concepto de costos contables. Adicionalmente, coexistía una diversidad de tarifas a usuarios finales distribuidas de acuerdo con la actividad desarrollada por el usuario de energía eléctrica. De esta forma, dicha actividad podía ser clasificada en industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario. La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el servicio público de electricidad no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino a través de un sistema de compensación económica denominado **Fondo de Compensación de Generación**, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión mostradas por las empresas de electricidad, producidas a raíz de las diferentes fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban las empresas del sector (CTE, 1998).

De 1987 en adelante, el Estado trató de solucionar este problema mediante la asunción de las deudas contraídas y el aporte de recursos de contrapartida para inversiones, así como por la fijación de nuevas tarifas. Con respecto a la deuda, se propuso refinanciar la deuda vencida y no pagada desde 1982 hasta 1986, haciendo lo mismo con el principal desde 1987 hasta 1996, lo

que alcanzaba la cifra de US\$ 1,360 millones. Sin embargo, el plan no se aplicó como previsto, agravándose la situación financiera de ELECTROPERU.

En 1987 se acordó introducir un nuevo sistema tarifario para el periodo 1987-1990⁸. Además, las tarifas deberían tener un incremento real de 7% por encima de la inflación y la tasa de rentabilidad de ELECTROPERU no debía ser menor al 4% anual. Posteriormente, se adoptó la política de reajuste tarifario mensual en base a la Unidad Impositiva Tributaria (UIT), lo cual, sin embargo, no generó los recursos para lograr una situación económico-financiera adecuada para la empresa.⁹ Estos desajustes trajeron como resultado que, al concluir el segundo quinquenio de la década de los 80, ELECTROPERU acumulara un déficit de US\$ 800 millones.

En agosto de 1990, como parte del programa económico del nuevo gobierno, se produjo un fuerte reajuste de las tarifas eléctricas, el mismo que alcanzó la cifra de 784%, lo que redujo gran parte del subsidio estatal. Al mismo tiempo, disminuyó el grado de dispersión que existía en la estructura tarifaria para los diferentes tipos de consumo a la vez que se aumentaban los ingresos por concepto de una mejora en los períodos de cobranza.

En agosto de 1992 se promulgó la nueva Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844) que estableció una nueva metodología de tarificación, la misma que comenzó a implementarse a partir de 1993. Es así que ya en 1993, ELECTROPERU comenzó a experimentar un superávit económico, el que alcanzó el 0,2% del PBI lo que representó una mejora del déficit económico de -0,1% del PBI registrado por la empresa en 1992.

III. EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU IMPORTANCIA PARA EL PROCESO DE INVERSIONES

Para entender la racionalidad del proceso de decisión de inversiones en el sector eléctrico peruano es importante comprender, 1) la nueva forma de organización institucional del sistema eléctrico; 2) la metodología para la fijación de las tarifas eléctricas, elemento clave en la toma de las decisiones y, 3) la estructura misma de la interconexión del sistema eléctrico nacional.

1. La nueva Ley de Concesiones Eléctricas

La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 ha determinado la existencia de cinco (5) actores principales en el sector:

1) Los clientes o usuarios, que están divididos en dos categorías: a) los que realizan sus transacciones en forma libre, con demanda superior a 1 MW; b) los que pertenecen al Servicio Público de Electricidad, con demanda inferior a 1 MW y que están sujetos a regulación por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

2) Las empresas eléctricas, que pueden ser generadoras, transmisoras o distribuidoras que operan en forma independiente, así como, por excepción, aquellas que generan, transportan y/o distribuyen simultáneamente en sistemas aislados.

La generación de energía eléctrica en el país está compuesta por cinco empresas privatizadas, que representan el 51 % de la capacidad total del país. El 49% restante está repartido en cuatro empresas del Estado que serán privatizadas en los próximos años.

En el Perú existen dos sistemas de transmisión independientes: el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Ambos sistemas se interconectarán próximamente¹⁰. Ninguno de estos sistemas de transmisión ha sido privatizado.

La distribución de energía eléctrica está a cargo de tres compañías privatizadas. Dos de ellas (Luz del Sur y EDELNOR) tienen a su cargo la distribución en la ciudad de Lima (el mercado más importante del país); también se ha privatizado Electro Sur Medio (ciudad de Ica y parte de los departamentos de Huancavelica y Ayacucho). Existen seis empresas de distribución regional de propiedad del Estado que serán privatizadas entre este año y 1999, si se mantiene la programación de la COPRI.

3) El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) de cada uno de los sistemas interconectados. Este es un organismo autónomo de carácter técnico, que se crea con la finalidad de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de electricidad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Los agentes que intervienen pertenecen exclusivamente de las empresas generadoras y transmisoras.

El Mercado Intergeneradores está formado por las negociaciones entre empresas generadoras de electricidad de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por el COES. Las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el periodo de transacción.

4) La Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), que es un organismo técnico y autónomo, conformado por cinco miembros. Dos de ellos son propuestos por los concesionarios de las empresas de generación y distribución, respectivamente¹¹. Los tres restantes son propuestos por el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía y Finanzas y el Ministerio de Industrias. Ninguno de ellos debe ser funcionario o empleado público o de las empresas eléctricas.

Este organismo es el responsable de fijar las tarifas eléctricas para el mercado regulado. Cabe señalar que no existe fijación de tarifas para los usuarios libres.

5) El Estado, representado por el Ministerio de Energía y Minas, específicamente por la Dirección General de Electricidad, responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico, la promoción, normalización y fiscalización.

En diciembre de 1996 se promulgó la Ley 26364 que creó el Organismo Superior de Inversión en Energía (OSINERG), cuya función es fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Dentro de sus atribuciones, sin embargo, no está la fijación de las tarifas para el transporte y distribución del gas natural, ni el otorgamiento de concesiones.

2. La nueva metodología para la fijación de las tarifas eléctricas

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) es el órgano regulador encargado de fijar las tarifas para el mercado regulado. El sistema se basa en la determinación de costos marginales de suministro de energía y potencia¹², calculados para un programa óptimo de expansión del sistema eléctrico.

La Ley de 1992 distingue entre dos tipos de usuarios, los mismos que conforman a su vez dos tipos de mercados. Estos son:

- el Mercado Libre, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 1 MW, y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.

- el Mercado de Servicio Público con precios regulados. Está destinado actualmente a clientes con consumos menores a 1 MW. Los precios máximos son fijados por la CTE, a partir del costo marginal de corto plazo de la generación.

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, el mercado regulado tendrá dos sistemas de tarifas:

A) Las tarifas en barra: son el precio al cual se realizan las ventas de energía eléctrica de los generadores destinadas al servicio público de electricidad. Este precio corresponde a un promedio ponderado de costos marginales futuros esperados de operación, necesarios para satisfacer las demandas de potencia de punta (MW) y de energía (kwh) en cada punto de suministro de las redes de distribución. Los precios así obtenidos deben financiar los costos de operación y arrojar un excedente que otorgue una rentabilidad a las inversiones de generación del 12% anual para los generadores que suministren potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

Estas tarifas y sus fórmulas de reajuste se fijan semestralmente por la CTE y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Estas tarifas no pueden diferir en más del 10 % de los precios libres vigentes en el mercado de generación. La primera fijación de tarifas en barra se realizó en 1993, antes de que se diera inicio al proceso de privatización.

En el caso de sistemas aislados la CTE fija las "tarifas en barra" de acuerdo a los criterios señalados en la Ley y su Reglamento.

Las tarifas en barra incluyen los cargos por la transmisión involucrada, la misma que se calcula como se explica a continuación.

B) Las tarifas de transmisión: comprenden la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado¹³. La anualidad de la inversión se calcula considerando el valor nuevo de reemplazo, su valor útil y la Tasa de Actualización (12%). Además, los generadores conectados al Sistema Principal abonan una compensación al propietario de las líneas de transmisión. Esta tarifa se fija anualmente por la CTE.

C) Las tarifas de distribución: comprenden las Tarifas en Barra, a las que se adiciona el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD está formado por tres componentes: 1) los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza. 2) las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas

técnicas y comerciales. 3) Los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelo.

Los costos de inversión son calculados como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y la tasa de actualización (12% anual).

El VAD se calcula para cada concesionario y para sectores de distribución típicos definidos por el Ministerio de Energía y Minas. Estas tarifas, y sus fórmulas de reajuste, tienen una vigencia de cuatro años.

Recuadro 1
EL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR) EN LITIGIO

La CTE estableció el primer Valor Agregado de Distribución (VAD) se fijó en noviembre de 1993, siendo su duración de cuatro años. En octubre de 1997 la CTE fijó nuevos VAD, así como las fórmulas tarifarias a los clientes finales del Servicio Público de Electricidad. El VNR, componente del VAD, fue establecido en US\$ 331 millones para Edelnor y US\$ 363 millones para Luz del Sur.

Días después, las empresas distribuidoras impugnaron la Resolución de la CTE, por considerar que su método de cálculo del VNR no se ajusta a lo señalado por la Ley. El VNR solicitado por Edelnor y Luz del Sur ascendió a US\$ 664 millones y US\$ 757 millones, respectivamente. Como se aprecia, la discrepancia es significativa y daría lugar a un aumento de tarifas de 30%, según la CTE.¹⁴

La discrepancia de las empresas, de manera específica, se refiere a la segunda forma de cálculo del VNR. En la primera forma de cálculo, la Ley establece que la CTE debe calcular el VNR en el contexto del modelo de empresa eficiente para establecer el Valor Agregado de Distribución (VAD), en cada sector de distribución típico. Es decir, se trata de un caso imaginario. Hasta allí, no hay discrepancia entre las empresas y la CTE.

En la segunda forma de cálculo, el concepto de VNR se emplea para determinar la tasa interna de retorno (TIR) para grupos de concesionarios, allí donde se requiera realizar una corrección de los VAD. Así, una vez determinados los VAD sobre la base de un modelo de empresa eficiente (primer momento), debe verificarse que la TIR obtenida por las empresas no varíe en más o menos 4 % con respecto a la tasa anual de actualización de 12% real. Si es así, se debe proceder a realizar un reajuste en los VAD determinados inicialmente, con el fin de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior.

Para las empresas, aquí es donde comienzan los problemas. Argumentan que cuando se va a calcular la rentabilidad de la TIR, deben tomarse en cuenta “las instalaciones reales”, adecuadas en tecnología y precios vigentes. Sin embargo, dicen, la CTE no toma en cuenta las instalaciones reales de la empresa y su verdadero valor de reemplazo en el mercado, sino que actúa como en la primera etapa del procedimiento, es decir, con instalaciones imaginarias eficientes. Para las empresas, lo adecuado es que se valoricen los activos al costo de reproducción de los activos existentes.

Para la CTE ese criterio es equivocado y afirma que para fijar el VNR se debe realizar un **análisis crítico** de las instalaciones actuales, buscando el mínimo costo total que permita prestar el mismo servicio con la tecnología más económica. Los costos unitarios considerados para el cálculo de las inversiones son **costos de mercado internacional** alcanzables por las empresas distribuidoras en el país, dado el marco institucional y legal para los procesos de importación de insumos y equipos que las empresas requieran para la operación y mantenimiento de las empresas de distribución (CTE, 1998, pp. 47-48).

El punto de partida del criterio de la CTE es que el mercado no valoriza los activos a su costo histórico sino al valor presente de obtener el mismo servicio provisto por el antiguo activo. Por lo tanto, la CTE declaró infundada la impugnación de las empresas distribuidoras y ratificó su resolución de octubre de 1997.

Posteriormente, las empresas distribuidoras han comenzado un proceso judicial contra la CTE, el cual aún no ha concluido (octubre de 1998).

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

3. La evolución de las tarifas desde 1993

La corrección de los atrasos en las tarifas eléctricas se implementó en agosto de 1990, como parte del plan de estabilización macroeconómica implementado por el gobierno entrante del Presidente Alberto Fujimori. Cabe resaltar que las nuevas tarifas, que tuvieron un incremento de más del 700%, fueron fijadas con el criterio de recuperar los costos de ELECTROPERU, sin adoptar aún una nueva política tarifaria. Hasta noviembre de 1993, hubo reajustes periódicos que tuvieron como objetivo restablecer el equilibrio económico y financiero de ELECTROPERU y las empresas regionales de electricidad.

La nueva Ley de Electricidad, Ley 25844 de 1992, determinó una nueva modalidad tarifaria, la misma que ya hemos reseñado. En noviembre de 1993, se emitió la primera resolución de tarifas en barra por parte de la CTE.

Para analizar la evolución de las tarifas de generación veamos primero la variación semestral de los precios en barra en Lima desde mayo de 1993 a noviembre de 1996. Se puede apreciar (ver cuadro 2) que a partir de noviembre de 1994 la tarifa en barra comenzó a aumentar. Sin embargo, esta tendencia comenzó a revertirse en mayo de 1996, continuando en noviembre de 1996 y mayo de 1997, donde hubo importantes disminuciones. Así, la variación acumulada para el periodo, en dólares corrientes, es de 14,7%. La disminución de los últimos meses se debe a que los nuevos precios incorporan la puesta en operación del Gas de Camisea¹⁵, prevista para el año 2001.

Desde noviembre de 1997 la tarifa en barra ha vuelto a registrar descensos importantes, sobretodo en mayo de 1998 debido, en lo esencial, a la disminución de los precios del residual y del diesel, como consecuencia de la disminución de los precios internacionales del petróleo. Así, para el conjunto del periodo analizado, tenemos que los precios, en dólares corrientes, han caído en 2,41 %.

Cuadro 2
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA EN BARRA: LIMA
(en ctvs. US\$ kWh)

Período	Tarifa	Variación (%)	
		Período	Acumulado
Mayo 93	4,07		
Nov. 93	4,07	0,00	
Mayo 94	4,06	-0,25	-0,25
Nov. 94	4,18	2,96	2,71
Mayo 95	4,54	8,61	11,32
Nov. 95	4,83	6,39	17,71
Mayo 96	4,82	-0,21	17,50
Nov. 96	4,67	-3,11	14,39
Mayo 97	4,68	0,21	14,61
Nov. 97	4,47	-4,49	10,12
Mayo 98	3,91	-12,53	-2,41

Fuente: Comisión de tarifas eléctricas.

En lo que concierne a la evolución del precio promedio a los clientes del mercado libre, en noviembre de 1993 éste fue US\$ 4,8 ctvs/kw/h llegando a US\$ 5,75 ctvs/kw/h en diciembre de 1996. En los últimos meses el precio promedio ha disminuido fuertemente, llegando a US\$ 4 ctvs/kw/h. Esta caída en el precio promedio se debe a que un nuevo cliente importante, la empresa minera privatizada CENTROMIN, ha suscrito un contrato de venta con una generadora a precios que están bastante por debajo de los del resto del mercado.

Las **tarifas de las empresas distribuidoras** han tenido un comportamiento diferenciado, según el tipo de cliente: industrial, residencial y comercial. En el caso de los clientes industriales, el precio promedio para el período enero 94/marzo 1998 ha oscilado alrededor de US\$ 5 centavos por KWh, lo que constituye la tarifa más baja con respecto al conjunto de los consumidores (ver gráfico 4).

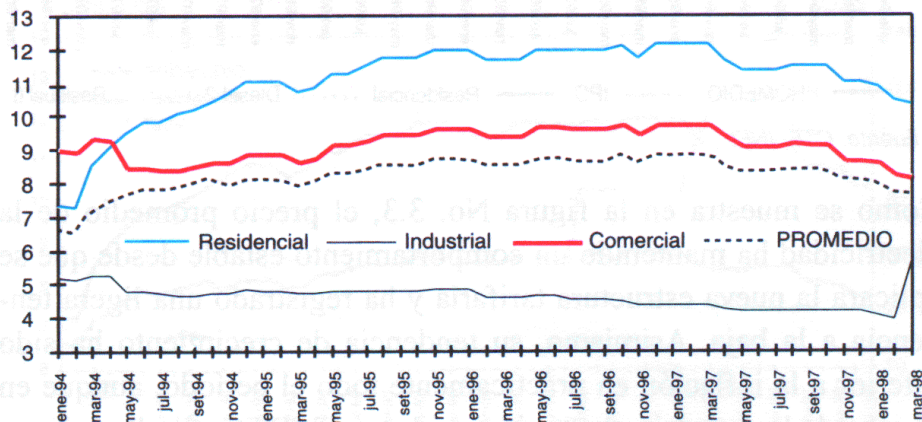
En segundo lugar se sitúa la tarifa cobrada a los clientes comerciales, la cual también ha tenido un comportamiento relativamente estable, oscilando alrededor de US\$ 9 centavos por KWh.

En tercer lugar se sitúa la tarifa cobrada a los consumidores residenciales. A partir de los primeros meses de 1994 la tarifa se eleva bruscamente, debido a que las nuevas tarifas incorporan el costo real de las instalaciones en el VAD. Anteriormente, parte de ese costo era asumido por el Estado. La tarifa cobrada a los consumidores residenciales se elevó, entonces, de US\$ 7 centavos por KWh hasta US\$ 12 centavos por KWh en noviembre de 1995, sufriendo un incremento del 70%. Dicho precio se mantuvo estable hasta los primeros meses de 1997, cuando empieza a bajar debido a la disminución de las tarifas en barra (que incorporan la entrada al mercado del gas de Camisea, prevista para el año 2001, en ese momento).

Gráfico 4

Evolución del precio medio de la electricidad, por tipo de consumo: 1994-1998

(ctvs. US\$/KWh)



Fuente: CTE

En noviembre de 1997 la CTE disminuye el VAD, lo que incide en una reducción de las tarifas, situándose éstas alrededor de US\$ 10 centavos por KWh.

El nivel de las tarifas peruanas para consumo residencial, al mes de setiembre de 1996, se sitúa en un término medio, comparado con otros países de América Latina, de acuerdo a información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Lo mismo sucede con las tarifas para uso comercial e industrial (ver cuadro 3).

Recuadro 2
¿ABUSO DE POSICIÓN DOMINANTE DE MERCADO?

Algunos expertos y usuarios comprendidos en el mercado libre sostienen que no existen condiciones de mercado en la oferta de electricidad de este segmento y que la posición monopólica que tendrían las empresas distribuidoras permite que éstas impongan, en algunos casos, precios demasiado elevados a los clientes libres, lo cual repercute en sus costos de producción o de servicios.

De acuerdo a los estimados de estos expertos, en la actualidad el 80% del número de usuarios libres, esencialmente del sector industrial y comercial, estarían pagando hasta un 50% por encima de la facturación que pagarían si fueran usuarios regulados.

Por ello, las propuestas de solución apuntan a elevar el límite de consumo vigente (1 MW), lo que les permita ser clasificados dentro del mercado regulado y pagar tarifas menores fijadas por la CTE. Sin embargo, la posición de la CTE es que la elevación de dicho parámetro implicaría una peligrosa reducción del número de clientes libres y haría que este mercado fuera más vulnerable a la manipulación de las empresas.

Vale la pena resaltar que la sobrefacturación que se afirma que existe, no sería coherente con reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece que el precio promedio ponderado del mercado libre no debe exceder en 10% (en exceso o en defecto) a las tarifas teóricas en barra que calcula CTE para el mercado regulado. De su lado, los cálculos de la CTE para los precios del mercado libre afirman que no existe tal diferencia y que los precios están dentro del límite del 10% que fija la Ley.

Esta divergencia llevó al Presidente del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Industrias, John Hartley, a proponer la creación de una Comisión Nacional de Libre Mercado de Energía que, entre otras funciones, se encargue de impedir el abuso de la posición de dominio en el sector, cuidar que el mercado funcione en forma transparente y promover la eficiencia. Hartley propuso revisar la ley de Concesiones Eléctricas para precisar que cuando se dan condiciones de competencia en el mercado eléctrico de consumo por encima de 1 MW, esté sujeto al régimen de libre contratación, pero en caso de no darse las condiciones de libre competencia que establezca que este nivel de consumo se encuentre sujeto al control de precios.

Además, Hartley dijo que “al no haberse establecido como regulados los sistemas principales y secundarios de transmisión, que incluyen las instalaciones de los concesionarios de distribución, la Ley permite la fijación arbitraria de precios para los usuarios no regulados (libres). De esta manera se configura un monopolio y una evidente posición de dominio de mercado. Así, casi todos los usuarios libres, ubicados en las áreas de concesión de las distribuidoras, no han podido firmar contratos de suministro de energía con ningún generador, por lo debe modificarse la Ley 25844”.

Pidió, también, que se integren representantes de los usuarios organizados (sean éstos domésticos, pequeños o grandes) al COES y a la CTE.

Fuente: Gestión, 18/11/97; 12/7/98).

Cuadro 3
PRECIOS MEDIOS DE ELECTRICIDAD
 (en ctvs. US\$ kWh)

País	Resid.	Comercial	Industrial
Uruguay	15,32	16,49	8,73
Chile	13,76	11,44	7,69
Brasil	13,42	11,59	5,57
Cuba	12,09	7,66	7,34
Panamá	12,08	11,93	9,98
Argentina	10,74	15,92	7,73
Perú	9,72	10,02	5,64
Bolivia	7,06	14,13	7,89
Paraguay	6,71	7,04	5,57
Colombia	4,43	10,65	8,92
México	4,03	9,98	3,82
Ecuador	2,45	5,50	5,42
Venezuela	1,21	3,32	2,96

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas.

Cabe resaltar, sin embargo, que el bajo poder adquisitivo de los estratos de menores ingresos, unido al hecho que la legislación peruana no prevé la existencia de tarifas sociales, acarrió la protesta de los pobladores de las zonas marginales, por lo que el gobierno planteó que se pondría en marcha un esquema de subsidios (ver recuadro 3).

Recuadro 3
EL ESQUEMA PROYECTADO DE SUBSIDIOS A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

En setiembre de 1997, el Presidente Alberto Fujimori declaró que se otorgarían subsidios a las tarifas eléctricas para la población pobre que no cuente con los recursos económicos para pagarlas y que tengan un bajo nivel de consumo de energía (menos de 60 kWh). La nueva tarifa social beneficiaría a los sectores pobres de Lima (conos norte y sur) (Diario Gestión, 10/9/77).

El anuncio presidencial se originó debido a las protestas de los pobladores más pobres quienes manifestaron que no podían pagar las nuevas tarifas eléctricas. En muchos casos, los usuarios debían abonar tarifas promedio mensuales de 85 soles cuando sus ingresos mensuales fluctúan entre 300 y 400 soles. De su lado, el Presidente de EDELNOR, Pedro Pablo Kuczynski, declaró que en su concesión el 20% de la población, alrededor de 200,000 usuarios, no puede pagar fácilmente su factura eléctrica porque tienen ingresos menores a 500 soles mensuales.

Como se analizó en el capítulo 2, la Ley 25844 de 1982 establece que las tarifas se determinan bajo el método del costo marginal. Además de ello, no contemplan la posibilidad de tarifas sociales para la población de bajos ingresos.

La propuesta de otorgar subsidios dio lugar a un debate entre los funcionarios de las empresas eléctricas, de los organismos multilaterales, técnicos del sector y representantes políticos. Algunos opinaron que no debían otorgarse subsidios, pues significaría romper con el modelo de fijación de tarifas y la vuelta a un esquema de subsidios generalizados. Hubo propuestas que incidieron en el elevado nivel de ganancias de las compañías eléctricas, motivo por el cual se podrían reducir las tarifas eléctricas lo que, si bien disminuiría las ganancias, permitía niveles de rentabilidad adecuados y no evitaría que se otorguen subsidios. También se planteó que el Estado subsidie el consumo de los sectores pobres, pero sin disminuir el nivel de las tarifas eléctricas, es decir, que el subsidio que cubre la parte que el poblador no puede pagar sea entregado directamente a la empresa concesionaria.

A pesar del tiempo transcurrido, hasta la fecha el gobierno no ha promulgado aún ningún dispositivo legal para poner en marcha el esquema de subsidio. Sin embargo, según declaraciones del actual Ministro de Energía y Minas, ya estaría listo el esquema de subsidios para el sector. El esquema tendría variaciones sustanciales con respecto al planteamiento original del Presidente. Ya no estarían incluidos los pobladores de bajos ingresos de Lima Metropolitana y el subsidio se aplicaría en la privatización de las empresas regionales de electricidad.

El esquema sería el siguiente: en las concesiones a otorgarse próximamente, el Estado seguirá invirtiendo en obras de electricidad a través del Programa Nacional de Electrificación (PEN), que ejecuta el Ministerio de Energía y Minas. Estos activos serían entregados en administración al adjudicatario de la concesión. La empresa concesionaria tendría la obligación de administrar los proyectos de electrificación que el Estado ejecute dentro de su área de influencia, cobrando un cargo por operación y mantenimiento por usuario.

En este caso, el subsidio radicaría en que la tarifa que cobre el operador no incluiría la recuperación de la inversión, porque ésta la haría el Estado. De otro lado, si los pobladores no pudieran pagar el mantenimiento y la administración del servicio, también habría subsidio para estos servicios, siempre que se trate de activos del Estado. En los casos que estos activos ya sean de propiedad de los concesionarios, no se aplicarían los subsidios (Gestión, 30/6/98).

Al momento de privatizarse las empresas regionales de distribución de electricidad, el Estado no recuperaría la inversión efectuada, lo que permitiría bajar las tarifas eléctricas en beneficio de los pueblos pequeños y aislados.

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

IV. LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 1991, el gobierno promulgó el Decreto Legislativo 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, señalando que esta ley tiene por objeto garantizar la libre iniciativa y las inversiones privadas, efectuadas o por efectuarse, en todos los sectores de la actividad económica y en cualquiera de las formas empresariales permitidas por la Constitución. Agrega que la economía social de mercado se desarrolla sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica. Señala, asimismo, que cuando una actividad económica es realizada por el Estado y por la empresa privada, iguales condiciones son aplicables a ambas.

De otro lado, el Decreto Legislativo 674, de setiembre de 1991, declara de interés nacional la inversión privada en el ámbito de las empresas que conforman la Actividad Empresarial del Estado. Se señala que los órganos a cargo de la inversión privada son: a) la Comisión de la Promoción de la Inversión Privada (COPRI) y b) los Comités Especiales de Privatización (CEPRI), los cuales se ocuparán de la privatización de empresas estatales específicas. En mayo de 1992 se constituyeron los Comités Especiales de Privatización de ELECTROLIMA y de ELECTROPERU.

El proceso de privatización se llevó a cabo teniendo en cuenta los criterios de la Ley 25844 de 1992, la misma que determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Estado dio un importante incentivo para la privatización, al asumir el conjunto de las deudas de largo plazo de ELECTROPERU, con lo cual las empresas quedaron “saneadas”. Asimismo, el cambio de modalidad en la fijación de las tarifas eléctricas, reseñado en el acápite anterior, se puso en marcha en 1993, antes de la privatización. Así, los nuevos compradores tenían ya una idea clara de los futuros ingresos que lograrían con las empresas a privatizarse.

La modalidad más usada ha consistido en la venta del 60% de las acciones al mejor postor en un proceso de licitación. La CEPRI establece un precio base, que deberá ser mejorado por los postores¹⁶. El ganador de la licitación es aquel que ofrece el mejor precio. Los trabajadores tienen derecho de comprar hasta el 10% de las acciones y el Estado se queda con el 30% restante para venderlo al público a través de la Bolsa de Valores (capitalismo popular), llamado en el Perú “Participación Ciudadana”.

También se ha utilizado la modalidad de la capitalización, mediante la cual el compromiso de inversión del comprador se capitaliza, proporcionándole un determinado número de acciones (el 60%, generalmente).

La mayoría de las privatizaciones se llevaron a cabo en 1994 y 1995, obteniéndose la cifra de US\$ 1,985 millones por todo concepto (ver cuadro 4). En la mayoría de los casos se ha exigido que el pago sea en efectivo, aunque han habido casos en que se han permitido los pagos a plazos (CAHUA, Empresa Eléctrica de Piura, Electro Sur Medio). Sólo en un caso (EDEGEL) se han aceptado papeles de la deuda externa.

Cuadro 4
PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS
(en US\$ millones)

	EMPRESAS DISTRIBUIDORAS					EMPRESAS GENERADORAS					TOTAL
	Luz del Sur	Edelnor	Ica	Chancay	Cañete	Edegel	Egenor	Etevensa	EEPiura	Cahua	
Monto	212,1	176,5	25,6	10,4	8,6	424	228,2	120	19,7	41,8	1266,9
Participación ciudadana	162,4	NR	NO	NO	NO	NR	NR	NR	0	NR	162,4
Trabajadores	32,4	32,8	NR	0,1	NO	74,8	36,3	3,4	NR	6,7	186,5
Títulos deuda externa	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	100
Compromiso de inversión	0	0	25,6	0	0	42	42	120	40	0	269,6
	406,9	209,3	51,2	10,5	8,6	640,8	306,5	243,4	59,7	48,5	1985,4

NR=No realizado

NO=No se contempla

Fuente: COPRI.

Las privatizaciones del sector electricidad representan el 27% del total de privatizaciones en el Perú hasta diciembre de 1997, cuyo monto a esa fecha alcanzó la cifra de US\$ 7,329 millones (ver COPRI, 1997). Se puede apreciar, entonces, que el proceso de privatización en el sector eléctrico ha sido un componente importante del proceso en su conjunto, comenzado en 1992-93.

La privatización de las empresas **generadoras** ha estado sujeta, en la mayoría de los casos, a compromisos de inversión por parte de la empresa compradora (la excepción es la pequeña central hidroeléctrica de CAHUA). Estos compromisos llegan a 480 MW, lo cual constituye un 25% de la capacidad instalada actual (ver más adelante).

En el caso de las empresas distribuidoras de energía no se solicitaron compromisos de inversión en el caso de la ciudad de Lima. En las empresas regionales la privatización por la modalidad de capitalización está orientada a que el compromiso de inversión se realice aumentando la distribución de energía eléctrica en zonas rurales. Ese ha sido el caso de ELECTRO SUR MEDIO (Ica).

Analizaremos por separado cada una de estas actividades.

1. La privatización de la generación

En abril de 1995 se inició la privatización de las empresas de generación. Se ha realizado la venta de la mayoría de las empresas del SICN, pero aún no se han vendido empresas del SISUR ni, tampoco, los sistemas aislados de generación, de propiedad del Estado.

En el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) -el más grande del país¹⁷ con una capacidad de generación es de 2,783 MW- se constituyeron seis empresas generadoras (ver cuadro 5), de las cuales cinco ya han sido privatizadas.

La capacidad de generación vendida es de 1,534 MW, siendo la más grande la Empresa de Generación Eléctrica de Lima (EDEGEL), con 819 MW, lo que representa el 55% del SICN y el 33% del total nacional. Cabe resaltar que aún no ha sido privatizada la Central Hidroeléctrica Mantaro, la más grande del país, con 1008 MW.

Como producto de la privatización de las empresas generadoras, el Estado ha obtenido ingresos totales que ascienden a US\$ 1054,9 millones, de los cuales US\$ 933,7 millones (87%) son por concepto de la venta a las empresas y el 13% restante (US\$ 121,2 millones) corresponde a compras de los trabajadores (no estamos considerando en este monto los compromisos de inversión).

En la mayoría de los casos, se ha vendido el 60% del capital social, quedando el 30% para el Estado y el 10% para ventas a los trabajadores de las empresas. El Estado plantea vender su participación bajo el esquema de Participación Ciudadana (en la Bolsa de Valores), lo que aún no ha sido realizada en ninguna empresa generadora.

En los casos de ETEVENSA y la Empresa Eléctrica de Piura, las empresas se han vendido bajo un esquema de capitalización, en el cual las empresas establecen compromisos de inversión, que les otorgan la propiedad de un determinado porcentaje de las acciones. En ambos casos, dicho porcentaje ha sido el 60%.

Los sistemas aislados de generación aún no han sido privatizados ni se piensa hacerlo por el momento.

Cuadro 5
PERÚ: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS
1995-1997

	Potencia Instalada 1996 MW	PRIVATIZACION			Compromiso de Inversión US\$MM	Potencia MW	Participación ciudadana			Participación Trabajadores			TOTAL US\$MM
		Fecha	% vendido	Valor US\$ MM			Fecha	% vendido	Valor	Fecha	% vendido	Valor	
A. SICN													
1. No privatizado													
Mantaro	1008												
2. Privatizado													
Edegel (1)	819	Oct.95	60	524	42	100	NO	NO	NO	Jul.96	10	74,8	640,8
Egenor	408	Jun.96	60	228,2	42	100	NO	NO	NO	Ene.96	10	36,3	306,5
Etevensa (2)	200	Dic.95	60	120	0	200	NO	NO	NO	Oct.96	1,78	3,4	123,4
EE de Piura (3)	67	Oct.96	60	19,7	40	80	NO	NO	NO	NO	NO	NO	59,7
Cahua	40	Abr.95	60	41,8	0	0	NO	NO	NO	Oct.96	6,7	6,7	48,5
	859												
3 Autoprod.Privados	241												
Sub-Total (1+2+3)	2783			933,7	124	480 MW						121,2	1178,9
B. SISUR													
1. No privatizado													
EGASA	215												
EGEMSA	107												
EGESUR	38												
	360												
2. Autoprod.Privados	286												
Sub-Total (1+2)	646												
C. SISTEMAS AISLADOS													
Empresas Públicas	431	NO											
Autoproductores Privados	786												
Sub-Total	1217												
TOTAL (A+B+C)	4646												
MEMORÁNDUM													
Privatizaciones	1534			933,7	124							121,2	1178,9
Pendientes	1799												
Autoproductores	1313												

NO= No se ha llevado a cabo la venta.

(1) Se pagaron US\$ 424 millones en efectivo y US\$ 100 millones en papeles de deuda.

(2) Se vendió el 60% de acciones del Estado bajo un esquema de capitalización por inversión de US\$ 120 millones. Además ETEVENSA ampliará la capacidad en 80 MW adicionales a su compromiso de inversión (en total, 280 MW).

(3) Hasta la fecha, sólo se han pagado US\$ 19,7 de las acciones. El 40% restante de las acciones se irá entregando a medida que se vayan realizando los compromisos de inversión por US\$ 40 millones adicionales

Fuente: COPRI.

1.1 Compromisos de inversión derivados de la privatización

En todos los casos, a excepción de CAHUA, se establecieron compromisos de inversión con los compradores, los cuales ascendieron a US\$ 244 millones para instalar 480 MW adicionales (ver nuevamente Cuadro 5). Posteriormente algunas empresas ampliaron los compromisos de inversión (ver cuadro 6) en 125 MW adicionales, llevando el total a 605 MW, lo que equivale al 14% del total del SICN y del SISUR.

Cuadro 6
COMPROMISO EN EMPRESAS PRIVATIZADAS
(en MW y US\$ millones)

	EDEGEL	ETEVENSA	EGENOR	EE PIURA	TOTAL
Compromiso de Inversión	100	200	100	80	480
Compromiso Adicional	25	80	20	0	125
TOTAL	125	280	120	80	605
Valor (en US\$ millones)	42	120	42	40	244

Fuente: COPRI y MEM.

1.2 Montos obtenidos y precio resultante de la privatización

El máximo precio ofertado por encima del precio base le correspondió a la pequeña Central de CAHUA, con el 198%. En el resto de los casos el precio ofertado nunca estuvo por encima del 50% (ver cuadro 7).

1.3 Precio por potencia instalada

En el caso peruano el precio pagado por MW osciló entre los US\$ 0,959 y US\$ 1,679 millones. El precio más bajo correspondió a EGENOR y el más alto a la pequeña central de CAHUA (ver cuadro 7).

(Sería interesante comparar los precios pagados por MW en Perú a aquellos pagados en Chile y Argentina. Esto nos daría elementos para comparar las privatizaciones, aunque habría que tener en cuenta la antigüedad de las plantas vendidas, el hecho de si son térmicas o hidráulicas y, también, el nivel tarifario existente en cada país).

1.4 Privatizaciones de empresas generadoras pendientes

El gobierno tiene planteado continuar con la privatización de las empresas generadoras. Así, EGASA (Central Hidroeléctrica de Charcani, en Arequipa) y EGESUR debieron ser vendidas en 1997 y 1998, lo que no se ha realizado.

No existe fecha planteada para la Central del Mantaro. En el verano de 1998, los desastres naturales causados por el fenómeno El Niño inundaron la Central de Macchu Picchu.

Cuadro 7
CARACTERÍSTICAS DE LA PRIVATIZACIÓN
 Unidades de Generación

	Unidad	Edegel Oct.95	Cahua Abr.95	Etevensa Dic.95	Egenor Jun.96	EE Piura Oct.96
1. Potencia Instalada Total	MW	696	41,5	200	397	67
Hidráulica	MW	544	41,5	0	229	
Térmica	MW	153	0	200	168	
2. Venta Energía Anual	GWh	2642	274,2	618	1689	
Hidráulica	GWh	2559	274,2	0	1489	
Térmica	GWh	83	0	618	200	
3. Venta de Potencia	MW	550	38	200	318	
4. Número de postes		5	3	nd	6	nd
5. Precio Base (60%) más compromiso adicional	US\$ MM	373	21,12	97,5	175	
6. Precio ofertado (60%) más compromiso asumido inicial	US\$ MM	524,45	41,8	120,0	228,2	59,7
compromiso asumido adicional	MW	100	0	200	100	80
Efectivo	US\$ MM	424	7,3	200	228,2	19,7
A plazos	US\$ MM	0	34,5	0	0	40,0
Papeles de deuda	US\$ MM	100,0	0	0	0	0
RATIOS OBTENIDOS						
Precio base (100%)	US\$ MM	621,7	35,2	162,5	291,7	nd
Precio oferta/P.base	%	140,6	197,98	123,18	130,4	nd
Precio ofertado 100%	US\$ MM	874,1	69,7	200,2	380,3	99,5
Precio 100% Potencia instalada	US\$ MM/kw	1255,1	1679,3	1000,8	959,2	1485,1

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

2. La no privatización de las empresas transmisoras de energía eléctrica

Al separarse las diferentes actividades del sistema eléctrico, se constituyeron dos empresas de transmisión: ETECEN y ETESUR, las mismas que comprenden las líneas de transmisión de propiedad del Estado en el SICN y el SISUR, respectivamente.¹⁸

Ninguno de los dos grandes sistemas de transmisión de energía eléctrica ha sido privatizado aún. Pareciera que existe una decisión de no privatizar el transporte, debido a su carácter monopólico.

Ya se otorgó la concesión para la línea de transmisión Mantaro-Socabaya (Arequipa), que interconectará el SICN y el SISUR. La concesión la ganó el consorcio Hydro-Québec International por US\$ 179 millones. La construcción debe comenzar en setiembre de 1998.

3. La privatización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

Como producto de la privatización de las empresas distribuidoras, el Estado ha obtenido ingresos totales que ascienden a US\$ 686,5 millones, de los cuales US\$ 433,2 millones (63%) son por

concepto de la venta de las empresas, US\$ 162,4 millones por la venta de las acciones del Estado en la Bolsa de Valores (Participación Ciudadana) y el 9,5% restante (US\$ 32 millones) corresponde a compras de los trabajadores (ver cuadro 8).

En julio de 1994 se inició la privatización de las empresas distribuidoras de energía de la ciudad de Lima. Se adjudicó el 60% de las acciones de Luz del Sur y EDELNOR por las cantidades de US\$ 212,1 y 176,5 millones, respectivamente. En estos casos no se exigió compromisos de inversión. Estas empresas son las que tienen la mayor cantidad de usuarios en el Perú. Después se vendieron las empresas distribuidoras de Chancay y de Cañete por un monto de US\$ 10,4 y 8,6 millones, respectivamente. Estas empresas fueron luego adquiridas por EDELNOR y Luz del Sur, respectivamente.

En febrero de 1997 se vendió el 90% la empresa de distribución Electro Sur Medio por un total de US\$ 51,2 millones, otorgándose facilidades de pago por el 50% del precio de venta mencionado, el mismo que constituye un compromiso de inversión para ampliación de la distribución a zonas rurales.

Se ha vendido el 10% de las acciones a los trabajadores en el caso de Luz del Sur, por un monto de US\$ 32,4 millones. En el caso de EDELNOR y Ede Chancay se han vendido participaciones inferiores a dicha cantidad, básicamente debido al hecho que los empleados no lograron reunir el capital suficiente para comprar el 10% que estaba reservado para ellos. En el caso de Electro Sur Medio, los trabajadores no compraron el 10% de acciones a que tenían derecho; de acuerdo a lo establecido en el contrato, HICA Inversiones compró el 10% adicional en las mismas condiciones de pago de la parte dineraria (50% del precio ofertado).

Sólo en el caso de la empresa Luz del Sur se ha llevado a cabo la venta del 30% de las acciones del Estado mediante el esquema de Participación Ciudadana, realizándose ésta en noviembre de 1996. Se obtuvieron US\$ 162,4 millones. La oferta de acciones se realizó en tres tramos de colocación simultánea: a) nacional minorista, donde se colocó el 60% de las acciones, b) nacional institucional, donde con el 23,5% de las acciones y, c) internacional institucional, donde se colocó el 13,5% de las acciones.

En el periodo 1994 hasta junio de 1997, el Estado ha privatizado el 55% de la distribución eléctrica del país. Cabe volver a resaltar que, aparte de Lima Metropolitana, sólo se ha privatizado la distribución de electricidad en la ciudad de Ica.

3.1 Compromisos de inversión

No se establecieron compromisos de inversión en las bases de la privatización de Luz del Sur, EDELNOR, Ede Chancay y Ede Cañete. Sólo en el caso de Electro Sur Medio se ha establecido un compromiso de inversión por el 50% del precio de venta para la electrificación de zonas rurales.

El gobierno no tiene previsto continuar con los compromisos de inversión en el proceso de privatización de las empresas de distribución aún no privatizadas.

Cuadro 8
PERÚ: PRIVATIZACIÓN DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
1994 - 1997

	Número de Clientes 1996	PRIVATIZACIÓN			Compromiso de Inversión	Participación ciudadana			Participación Trabajadores			Monto Final Obtenido
		Fecha	% vendido	Valor US\$ MM		Fecha	% vendido	Valor	Fecha	% vendido	Valor	
1. SICN												
Privatizadas												
Edelnor	728736	Jul.94	60	176,5	0	NO	NO	NO	Jul.95	3,6	32,8	209,3
Ede Chancay (*)	60132	Dic.95	60	10,4	0	NO	NO	NO	Abr.95	1,7	0,1	10,5
Luz del Sur	603134	Jul.94	60	212,1	0	Nov.96	30	162,4	Jul.96	10	32,4	406,9
Ede Canete (***)	19743	Jun.96	100	8,6	0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	8,6
ElectroSurMedio (**)	86827	Feb.97	90	25,6	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	51,2
Sub-total	1498572			433,2	25,6			162,4			65,3	686,5
No Privatizadas												
ElectroNorteMedio	269894	NO										
ElectroNorOeste	147204	NO										
ElectroNorte	130866	NO										
Electrocentro	213609	NO										
Sub-total	761573											
2. SISUR												
ElectroSurOeste	175037	NO										
ElectroSurEste	181670	NO										
ElectroSur	63993	NO										
Sub-total	420700											
3. SISTEMAS AISLADOS	154985	NO										
TOTAL CLIENTES (1+2+3)	2835830			433,2	25,6			162,4			65,3	686,5

NO = No se ha realizado la venta

(*) Fusionado con Edelnor

(**) Se ha pagado US\$ 25,6 millones al contado por el 45% de las acciones. El 45% restante será entregado cuando se realicen los proyectos de inversión. Se pagará el 20% al contado y el saldo en 8 años. El compromiso de inversión se realizará en 5 años.

(***) Fusionado con Luz del Sur. Los trabajadores optaron por no ejercer su acción de compra.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Estadística Eléctrica 1996; COPRI.

3.2 Precio resultante de la privatización

El máximo precio ofertado por encima del precio base le correspondió a Luz del Sur, con el 164%, seguido por EDELNOR con el 138% (ver cuadro 9). La EE de Piura se vendió con un 146% por encima del precio base, pero hay que señalar que esta empresa se vendió a plazos. Finalmente, en el caso de Ede Chancay y Ede Cañete, las ofertas apenas superaron el precio base.

3.3 Precio por cliente

Los precios pagados por cliente oscilan entre US\$ 758 por cliente de Luz del Sur (Lima) y US\$ 371 por cliente de Ede Chancay (ver cuadro 9).

3.4 Privatizaciones pendientes

El gobierno tiene planteado continuar con la privatización de las empresas distribuidoras y concluir dicho proceso en 1999. Sin embargo, hasta julio de 1998 no se ha efectuado ninguna privatización adicional.

Cuadro 9
CARACTERÍSTICAS DE LA PRIVATIZACIÓN
Unidades de Distribución

	Unidad	Edelnor Jul-94	Luz Sur Jul-94	EdeCh Dic-95	EdeCañe Jun-96	ELSM Feb-97
1. Número de suministros	Clientes	540696	466341	46469	17000	82000
2. Venta de energía anualizada	GWh	1736	1817	131	31	ND
3. Potencia contratada	MW	1223	1497	ND	ND	ND
4. Precio base (60%)	US\$ MM	127,7	129,4	10,35	8,2	35
5. Precio ofertado	US\$ MM	176,5	212,2	10,36	8,62	51,3
6. Número de postes		nd	nd	nd	nd	7
RATIOS OBTENIDOS						
Precio base (100%)	US\$ MM	212,9	215,7	17,2	8,2	38,9
Precio base 100%/# de clientes	US\$/clientes	393,7	371,5	371,2	482,3	474,4
Precio ofertado/precio base	%	138,2	163,9	100,06	105,1	146,6
Precio ofertado 100%	US\$ MM	294,2	353,3	17,3	8,6	57
Precio ofertado/cliente	US\$/cliente	544	758	371,4	507,1	695,1
nd = no disponible						
Ede Cañete fue privatizada al 100% , menos el porcentaje que resulte de la venta de acciones a los trabajadores.						
ELSM (Electro Sur Medio) fue privatizada al 90% y el 10% restante podrá ser adquirido por los trabajadores.						

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

4. La nueva estructura de la propiedad en el sector eléctrico

La privatización ha significado la entrada de nuevas empresas en el sector eléctrico, en su mayor parte extranjeras. Puede apreciarse (cuadro 10) que los mayores participantes en el proceso de privatización han sido empresas chilenas y norteamericanas con US\$ 513 y 360 millones, respectivamente, lo que representa el 63% del monto vendido. Luego siguen empresas peruanas, españolas y canadienses con el 12, 10 y 9%, respectivamente. Las empresas argentinas representan el 2% del total.

Con respecto a la propiedad accionaria de las empresas generadoras, tenemos que mayor empresa privatizada, EDEGEL, tiene como accionista mayoritario (30%) a Entergy Corp. de Estados Unidos, con una importante participación de Endesa de Chile (25,8%) (ver cuadro 11).

Lo mismo sucede con la segunda empresa generadora más importante, EGENOR, donde la participación mayoritaria le corresponde a Dominion Energy de EEUU, con el 30,6% de las acciones, mientras que la empresa chilena Chilgener tiene el 29,4%. Cabe anotar que Chilgener compró su participación a Dominion Energy en junio de 1997, un año después de la privatización (junio de 1996).

La tercera y cuarta empresas más importantes, ETEVENSA (central térmica situada en Lima) y Empresa Eléctrica de Piura tienen participación mayoritaria de ENDESA de España. En el caso de ETEVENSA ésta es de 43,5%.

Cuadro 10
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD POR PAÍSES DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN

	Edegel		Egenor		Etevensa		Cahua		EE Piura (2)		Luz del Sur		Edelnor		ELSM		TOTAL	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Chile	210,1	25,8	112,6	29,6							94,0	26,6	95,9	32,6			512,6	37,2
EEUU	244,3	30,0	115,6	30,4													359,9	26,1
Canadá											118,1	33,4					118,1	8,6
ESP					87,1	43,5							53,5	18,2			140,6	10,2
Perú	34,2	4,2			33,0	16,5	41,8	60,0					27,1	9,2	25,6	49,1	161,7	11,7
ARG															25,6	49,1	26,1	1,9
Otros									60,0	60							60,0	4,4
TOTAL	488,6	60	228,2	60	120,1	60	41,8	60	60	60	212,1	60	176,5	60	51,3	98,2	1379,1	100
Trabaj.	74,8	10	36,3	10	1,8	1,8	6,7	10			32,4	10	32,8	3,6				
Estado		30		30		28,2		30		40			37,4		2			
PC	NR		NR		NR		NR		NR		162,4	30	NR		NO			
		100		100		100		100		100		100		100		100		

Nota: No incluye la venta del 60% de las acciones de Ede Chancay por US\$ 10 millones, posteriormente adquirida por Edelnor. Tampoco incluye la venta del 100% de las acciones de Ede Cañete por US\$ 8,6 millones, posteriormente adquirida por Luz del Sur.

PC = Participación ciudadana

(1) Los trabajadores pueden adquirir hasta 10% de los US\$ 98,2 millones adquiridos por los accionistas.

(2) (2) Se han pagado US\$ 20 millones en efectivo, quedando un compromiso de inversión que asciende a US\$ 40 millones.

NR = No realizada.

NO = No se contempla.

Fuente: COPRI.

El 60% de las acciones de la pequeña Central de CAHUA fue adquirida por el grupo peruano Galsky, propietario de Sindicato Pesquero (SIPESA).

Cabe resaltar que en todos los casos, con la excepción de CAHUA, la participación de inversionistas peruanos en la compra de empresas generadoras es siempre minoritaria y con

frecuencia se sitúa debajo del 10% del total. Anotamos, también, que esta cifra no toma en cuenta la compra de acciones en Bolsa de Valores vía el mecanismo de Participación Ciudadana.

En lo que concierne a la distribución, cabe resaltar la importante presencia de empresas chilenas en las dos empresas distribuidoras en Lima Metropolitana. Es el caso de EDELNOR donde dos empresas chilenas, Enersis y Chilectra poseen en conjunto el 32,6% de las acciones privatizadas (60%), correspondiéndole el 18,2% a Endesa de España. En Luz del Sur el consorcio canadiense-chileno Ontario-Quinta posee el 60% de las acciones privatizadas. Ontario Hydro de Canadá es el accionista mayoritario con 33,4 y Chilquinta tiene el 26,6%.

Cuadro 11
COMPOSICIÓN ACCIONARIA EN EMPRESAS PRIVATIZADAS

DISTRIBUCIÓN		Grupo Mayorit	GENERACIÓN		Grupo Mayorit.
Luz del Sur			Edegel		
Ontario Quinta AVV	60%		Generandes Co.	60%	
Ontario Hydro (Canadá)	33,4	XXXXXX	Entergy Corp. (USA)	30,0	XXXXXX
Chilquinta International (Chile)	26,6		Endesa (Chile)	25,8	
Participación ciudadana	28		Banco Wiese (Perú)	2,4	
Trabajadores	10		Grana y Montero (Perú)	1,8	
Estado Peruano	2		Gobierno Peruano	29,7	
			Trabajadores	10	
			Otros	0,3	
Edelnor					
Inversiones Distrilima SA	60%				
Endesa (España)	18,2		Etevensa		
Enersis (Chile)	17,3	XXXXXX	Generalima	60%	
Chilectra (Chile)	15,3	XXXXXX	Endesa (España)	43,5	XXXXXX
Cosapi (Perú)	0,7		Banco de Crédito(Perú)	15,0	
Grupo Romero (Perú)	8,5		Cosapi (Perú)	1,5	
Trabajadores	10		Trabajadores	1,78	
Gobierno Peruano	30		Estado Peruano	38,22	
Electro Sur Medio			Cahua		
Hica Inversiones	98,2%		Sindicato Pesquero SA	60%	
IATE (Argentina)	50	XXXXXX	Grupo Galsky (Perú)	60	XXXXXX
Grupo Tizón (Perú)	31		Trabajadores	30	
Amauta Industrial (Perú)	12		Estado Peruano	10	
Consultores Asoc. S y Z (Perú)	5				
Vásquez Espinoza (Perú)	2		Egenor SA		
Otros	1,8		Inv. Dominion Perú (1)	60%	
			Dominion Perú (EEUU)	30,6	XXXXXX
			Chilgener (Chile)	29,4	
			Trabajadores	10	
			Estado Peruano	30	
			Empresa Eléctrica de Piura		
			Consorcio Cabo Blanco	60%	
			Endesar (España)	ND	XXXXXX
			Banco Santander (España)	ND	
			Energía Andina (Perú)	ND	
			Perú Electricity Fund(Perú)	ND	
			Trabajadores	ND	
			Estado Peruano	ND	

(1) La casa matriz Dominion Energy de EEUU vendió el 49% de sus acciones en EEUU a Chilgener (Chile), en junio de 1997.

Fuente: CEPRI. Elaboración propia.

Recuadro 4**EL IMPACTO DE LA ALIANZA ENDESA (ESPAÑA) Y ENERSIS (CHILE)**

En agosto de 1997, después de varios meses de conversaciones, se anunció la participación cruzada de paquetes accionarios entre las compañías Enersis de Chile y Endesa de España, la cual derivó finalmente en la compra del 29,06% de las acciones de Enersis por parte de Endesa - con lo que aquella se convierte en el primer accionista individual - por la suma de US\$ 1,300 millones. Esta alianza es consecuencia del proceso de globalización, que en este caso busca caminos de expansión en la industria eléctrica de América Latina. Si bien la alianza fue objetada en Chile por un grupo de accionistas (lo que determinó la salida del Gerente de Enersis, José Yurascek), ésta logró concretarse en marzo de 1998.

El control mayoritario de Endesa sobre Enersis, para el caso peruano, hacía que esta empresa sería ahora propietaria de empresas de generación y distribución de energía, situación explícitamente prohibida por la Ley 25844. En efecto, la nueva empresa es ahora propietaria de EDEGEL, ETEVENSA y la Empresa Eléctrica de Piura, todas ellas empresas generadoras de energía en el Sistema Interconectado Centro-Norte y de EDELNOR, empresa distribuidora de energía en Lima.

Además de ello, la nueva empresa pasaba a controlar 1,497 MW, es decir, el 46% de la potencia del SICN, lo cual supone una posición dominante del mercado. En el campo de la distribución, EDELNOR controla el 30% del mercado nacional con una venta anual de 2.211,864 MWh en 1997 (ver cuadro 12).

Cuadro 12**VENTA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS A NIVEL NACIONAL**

(en mWh)

EMPRESAS	1996	%	1997	%	97/96
Luz del Sur	2 330 614	34	2 538 070	35	8,9
EDELNOR	2 035 128	30	2 211 864	30	8,7
ELNM	480 302	7	504 057	7	4,9
SEAL	304 880	4	314 901	4	3,3
ELNO	237 972	4	262 851	4	10,5
ELC	246 926	4	261 351	4	5,8
Otros	1 145 995	17	1 207 006	16	5,3

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Para impedir esta concentración, el 19 de noviembre de 1997 se promulgó la Ley 26876 que establece que el Estado ejercerá un control externo a través de INDECOPI, organismo que deberá autorizar toda concentración vertical en el sector eléctrico que supere el 5% de la participación del otro rubro en el que se ingresa (artículo 3). Este es el caso de la nueva empresa, que, además de controlar el 46% de la generación, controla 30% de la distribución a través de EDELNOR.

Asimismo, la Ley 26876 establece que INDECOPI deberá autorizar toda concentración horizontal que supere el 15%, es decir, dentro del mismo rubro, lo que es el caso de la nueva empresa, en el campo de la generación (con el 46%) y también en el campo de la distribución (EDELNOR, 30%). Cabe anotar que existen dos empresas que tienen más del 15% de la distribución (ver nuevamente el cuadro 12): la ya mencionada EDELNOR y, también, Luz del Sur. En el campo de la aplicación práctica de la ley, es necesario resaltar que ella no tiene efectos retroactivos y consolida una irregularidad generada desde la privatización de las empresas eléctricas.

La búsqueda de la competencia en el sector eléctrico, de un lado, ha chocado con el desarrollo empresarial que impone el proceso de globalización en marcha y, de otro, pareciera que la integración vertical de la industria es un factor importante en la búsqueda de rentabilidad, sobretudo en mercados pequeños (en Chile, un reciente fallo de la Comisión Resolutiva de la Ley Antimonopolios, la Resolución 488 del 11 de junio de 1997, establece la necesidad de la integración vertical en algunos casos).

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

En Electro Sur Medio, la participación mayoritaria le corresponde a la empresa argentina IATE con el 50%, mientras que el resto se distribuye entre varias empresas peruanas.

V. INVERSIONES FUTURAS EN GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN EL PERÚ

Está previsto que en los próximos años se realicen importantes inversiones en el sector eléctrico, tanto en la generación, transmisión y distribución. El fundamento económico de estas nuevas inversiones se basa en las perspectivas de crecimiento económico del país, en la ampliación de la cobertura de la demanda insatisfecha y en las expectativas de interesante rentabilidad en el negocio eléctrico (el último punto será desarrollado más adelante).

En este capítulo analizaremos primero las proyecciones de oferta y demanda de potencia para el periodo 1997-2000 (corto plazo) 2000-2013 (largo plazo), elaboradas por el Ministerio de Energía y Minas en su Plan Referencial de Energía 1997¹⁹. Para el corto plazo, los análisis del Ministerio concluyen que existe una sobreoferta de potencia, mientras que para el largo plazo, los déficits de potencia comienzan a manifestarse recién en el año 2002 (siempre y cuando no se realizaran nuevas inversiones desde 1997 en adelante). En síntesis, el plan Referencial ofrece un panorama positivo, en el que la demanda de energía será ampliamente cubierta por las nuevas inversiones.

En segundo lugar, realizaremos un inventario de las inversiones a realizarse en el sector, para tratar de corroborar la información presentada en el Plan Referencial. Del análisis efectuado, se puede apreciar que, efectivamente, las inversiones en cursos permitirán satisfacer el crecimiento de la demanda, incluso si no entra en funcionamiento el gas de Camisea.

1. El crecimiento económico del país y de la demanda eléctrica

El Plan Referencial 1997 del Ministerio de Energía y Minas, afirma que en los últimos 30 años el crecimiento de la oferta y demanda de energía ha tenido comportamientos dispares. En la década del 70, el crecimiento de ambas variables tuvo más o menos la misma tasa de crecimiento (Cuadro 13). Lo mismo sucedió en la década del 80, apreciándose, sin embargo, un crecimiento algo superior de la potencia, debido a las importantes inversiones realizadas por ELECTROPERU.

No sucedió lo mismo en el periodo 1991-96, donde el crecimiento de la demanda superó ampliamente al crecimiento de la potencia (4,4 % contra 2,8%). Sin embargo, cabe resaltar que este periodo incorpora dos sub-periodos claramente diferenciados: el primero, 1991-93, donde se realizan escasas inversiones en el sector, debido a los cambios legales e institucionales que comenzaron a ponerse en marcha. Al mismo tiempo, en 1991-1993, la fuerte crisis económica incidió en una disminución de demanda de energía eléctrica para el conjunto de la economía. En

el sub-periodo 1994-1996, la economía se recupera rápidamente, motivando un aumento en la demanda de energía eléctrica. De otro lado, en este sub-periodo entra en funcionamiento la central térmica de Ventanilla (Lima) y, también, se inicia el proceso de privatización, con lo que se pone en marcha la ampliación de la capacidad de potencia prevista en el mismo.

Cuadro 13
OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA
TASAS DE CRECIMIENTO

	1971-80	1981-90	1991-96
Demanda (en GWh)	5,9	2,3	4,4
Potencia (MW)	5,7	2,9	2,8

Fuente: MEM.

Así, en los años 1995 a 1997 ha habido un importante aumento en la capacidad instalada de potencia en el país.

1.1 El balance oferta-demanda para el periodo 1997-2000

La CTE ha elaborado un balance de oferta y demanda de energía para el periodo 1997-2001, a partir de las proyecciones del Plan Referencial de Electricidad y las informaciones provenientes de las empresas generadoras (tanto privadas como estatales).

En lo que se refiere al SICN, las proyecciones indican que habrá una cobertura adecuada de la demanda, existiendo al 2001 una reserva del 35% (cuadro 14). Lo mismo sucede con el SISUR, donde las previsiones de la CTE indican que la reserva asciende al 36% en el año 2000 (cuadro 15).

Cuadro 14
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE
OFERTA, DEMANDA Y RESERVA DEL SISTEMA

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
OFERTA	2038	2669	2904	3040	3190	3340
DEMANDA	1774	2050	2150	2250	2350	2475
RESERVA	264	619	754	790	840	865
RESERVA (%)	15%	30%	35%	35%	36%	35%

Fuente: CTE, El Informativo, Año 1, No.2, 1997.

Cuadro 15
SISTEMA INTERCONECTADO SUR
OFERTA, DEMANDA Y RESERVA DEL SISTEMA

	1996	1997	1998	1999	2000
OFERTA	405	435	446	486	591
DEMANDA	288	301	351	385	433
RESERVA	117	134	95	101	158
RESERVA (%)	41%	45%	27%	26%	36%

Fuente: CTE, El Informativo, Año 1, No.2, 1997.

La conclusión es, entonces, que la demanda será cubierta adecuadamente²⁰ en el periodo que va hasta el año 2000.

1.2 El balance oferta demanda en el largo plazo: 2000 - 2013

El Plan Referencial 1997 realiza un pronóstico de crecimiento de la demanda y oferta de potencia y energía hasta el año 2013²¹. Estos pronósticos tienen en cuenta supuestos de crecimiento del PBI, de la población, de las tarifas eléctricas y de los proyectos mineros.

Debe señalarse que estos pronósticos, lo que se refiere a la proyección de expansión de la generación, sólo se toman en cuenta las centrales térmicas e hidroeléctricas que entrarán en funcionamiento hasta fines de 1997.

Para el escenario bajo los déficits de potencia y energía se presentan a partir de los años 2002 y 2004 con 41 MW y 89 GWh respectivamente²². A partir allí se presentan requerimientos adicionales de potencia y energía con un promedio anual de 147 MW y 962 GWh respectivamente, hasta el año 2013.

En el caso del escenario medio, los déficits de potencia y energía se presentan los años 2001 y 2002 con 106 MW y 1,346 GWh respectivamente, a partir de los cuales, y durante el período de planeamiento, se presentan requerimientos adicionales de potencia promedio anual de 206 MW y requerimientos adicionales de energía promedio anual de 1,320 GWh.

Para el escenario alto, los déficits de potencia y energía ocurren en el año 2001, con 354 MW y 1,187 GWh, respectivamente, a partir del cual se presentan requerimientos adicionales de potencia promedio anual de 263 MW y requerimientos adicionales de energía promedio anual de 1,612 GWh.

2. La inversión del Estado en el periodo post-privatización

Si bien el gobierno ha venido impulsando el programa de privatización, vale la pena destacar que continúa realizando importantes inversiones, sobretodo en zonas rurales y aisladas.

Las acciones del Estado se realizan, de un lado, a través del Programa de Electrificación Nacional (PEN) (ver recuadro), cuyo objetivo central es ampliar la cobertura de electricidad a nivel nacional²³ y, de otro, las inversiones en nuevas centrales, como es el caso de la puesta en marcha San Gabán II (Puno) y Yuncán (Sierra Central) (ver más adelante).

De 1993 a 1997, el PEN ha ejecutado inversiones por un valor total de US\$ 311 millones que han beneficiado a 3.590,000 personas (ver cuadro 16). Estas inversiones incluyen la potencia incrementada (146 MW) y la construcción de 5,055 Km. de líneas de tensión.

Cuadro 16
PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN NACIONAL 1993-1997

	Unidad	1993	1994	1995	1996	1997	TOTAL
Proyectos concluidos		43	57	170	43	nd	313
Población beneficiada	(miles)	165	615	1050	510	1250	3590
Líneas construidas	Km	160	2200	1350	1345		5055
Potencia Incrementada en Sistemas aislados (1)	MW	20,7	72,1	47,7	5,6	nd	146,1
INVERSIONES	US\$ MM	21	100	85	54	51	311

(1) incluye 19 MW instalados en la Central de Talara en 1995.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Programa de Electrificación Nacional.

Para el periodo 1998-2000, el PEN tiene proyectado lograr un nivel de cobertura de 75% a nivel nacional y a 40% en las zonas rurales (donde actualmente el CEH es de 25%). La inversión total en este periodo ascendería a US\$ 315 millones, de los cuales US\$ 204 millones se invertirían en la construcción de 3,200 Km. de líneas de transmisión de alta tensión y US\$ 111 millones a las subestaciones. El PEN incluye iniciar un programa de micro y minicentrales hidráulicas en zonas rurales y aisladas, con un financiamiento del gobierno del Japón.

En síntesis, en el periodo 1993-1997, el PEN ha invertido un promedio de US\$ 60 millones anuales, previéndose un aumento a US\$ 100 millones anuales para el periodo 1998-2000.

2.1 Incidencia en la cobertura eléctrica a nivel nacional

El impacto de las inversiones del PEN en el aumento del Coeficiente de Electrificación por Habitante (CEH) en el Perú ha sido muy importante. A principios de 1990, el CEH era de 52,9% (uno de los más bajos de América Latina). En 1997, éste alcanzó el 68%. Cabe resaltar que los mayores déficits se dan en las provincias y las zonas rurales (por ejemplo, el CEH de Lima es superior al 90%) (cuadro 17).

Cuadro 17
PERÚ: COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN
POR HABITANTE
(en porcentaje)

1972	32,00	1994	61,27
1982	40,00	1995	64,90
1989	51,84	1996	66,10
1990	52,90	1997	68,00
1991	54,55	1998 (e)	72,00
1992	54,89	2000 (e)	75,00
1993	59,75		

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

A modo de comparación, cabe mencionar que los países del Cono Sur de América Latina tienen un CEH superior al 90%. Brasil y Colombia se encuentran en niveles de 78 y 82%, respectivamente, mientras Bolivia y Paraguay tienen niveles de 56%.

Según los planes del gobierno, el (CEH) debe elevarse hasta el 75% en el año 2000, esperando continuar con una tasa de crecimiento de 2,5% anual en los siguientes años. Este incremento significa la captación de nuevos clientes, lo que define un horizonte de crecimiento sostenido para las empresas del sector en los próximos años.

3. Nuevas inversiones en generación

Las nuevas inversiones en generación incluyen cuatro tipos de inversiones: a) los compromisos de inversión como producto de la privatización (que ya han sido analizados líneas arriba); b) la inversión en nuevos proyectos no relacionados a la privatización; c) la inversión que sigue siendo realizada por el Estado (San Gabán en Puno; Empresa Eléctrica del Centro); y d) las inversiones proyectadas, que aún no han comenzado su ejecución.

En total, para el periodo 1996-2000, las inversiones en ejecución permitirán ampliar la capacidad instalada en 1,489 MW, es decir, un aumento del 43% con respecto a la capacidad instalada de 1996. El monto de las inversiones asciende a US\$ 1,520 millones.

Algunas de estas inversiones corresponden a las comprometidas en el proceso de privatización (585 MW y US\$ 301 millones), como ya hemos visto²⁴. Destacan, también, las nuevas inversiones de EDEGEL (Yanango y Chimay, 180 MW y US\$ 140 millones), adicionales a sus compromisos de inversión. En lo que respecta a la nueva inversión privada no ligada a las privatizaciones, tenemos la Central Térmica de Aguaytía, realizada por Maple Gas²⁵ (160 MW y US\$ 60 millones), así como las inversiones de Enersur, propiedad de la empresa belga Tractebel, para realizar una ampliación de la Central de Ilo²⁶ (250 MW y US\$ 440 millones) (ver cuadro 18).

Las inversiones realizadas por el Estado ampliarán la capacidad en 270 MW con una inversión de US\$ 539 millones, lo que equivale al 42% del total. Los proyectos son: Central Hidroeléctrica de San Gabán, en Puno (110 MW y US\$ 200 millones); Central Térmica de Mollendo (30 MW y US\$ 27 millones) y la central de Yuncán (130 MW y US\$ 312 millones). Estas inversiones son adicionales a las realizadas por el Programa de Electrificación Nacional.²⁷

Cuadro 18
INVERSIONES EN GENERACION EN EJECUCION Y PROYECTADAS EN
LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS
Período 1997 - 2000
(en MW y US\$ millones)

	Potencia Instalada 1996 MW	Expansión en ejecución		Expansión proyectada		Ejecución/ Capacidad Instalada MW	Proyectado/ Capacidad Instalada MW	Ejecutado+ Proyectado/ Capacidad Instalada
		Potencia MW	Inversión US\$ MM	Potencia MW	Inversión US\$ MM			
SICN								
ELECTROPERU	1008	0	0	0	0			
Yuncán (1)	0	130	312	0	0			
Edegel (Santa Rosa)	819	125	41	0	0			
Edegel (Yanango)		40	50					
Edegel (Chimay)		140	90					
Egenor	408	100	100	0	0			
Etevensa	200	280	120	0	0			
EE de Piura	67	80	40	0	0			
Mercantile				80	200			
Cahua	40	0	0	0	0			
Aguaytia (2)	0	160	60	80	0			
AUTOPRODUCTORES	241							
Sind.Energet. (Piura)		10	16	27	33			
Cementos Norte		34	24					
Sub-Total	2783	1099	853	187	233	39,5%	6,7%	70,1%
SISUR								
EGASA (1)	215							
Puente Cincel		0	0	33	nd			
Mollendo		30	27					
EGEMSA (1)	107							
Río Aobamba		0	0	7	nd			
EGESUR (1)	38							
Calana		0	0	6	nd			
San Gabán (1)	0	110	200					
AUTOPRODUCTORES	286							
Enersur (ex-SPCC)		250	440					
Ocoña Power		0	0	150	190			
Sub-Total	646	390	667	196	190	60,4%	30,3%	90,7%
TOTAL	3429	1489	1520	383	423		11,2%	
Capac. actual + Ejecución		4918				43,4%		
Capac. Actual + EE + EP				5301				54,6%

MEMORÁNDUM

	Memorándum 1		Memorándum 2			Memorándum 3	
	MW	US\$mm	Centrales	MW	US\$mm	INVERSION (US\$mm)	
En ejecución	1489	1520	Hídricas	520	752	Pública	539
Proyectado	383	423	Térmicas	696	768	Privada	981
TOTAL	1872	1943	TOTAL	1489	1520	TOTAL	1520

(1) Inversión Pública

(2) La inversión incluye desarrollo de campos, construcción de ductos, líneas de transmisión y la central térmica.

EE = Expansión en ejecución

EP = Expansión Proyectada

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

El aumento de la capacidad instalada de estos proyectos incrementará en 969 MW la capacidad de centrales térmicas y en 520 MW las centrales hídricas, con lo cual comienza a modificarse el patrón de generación en el país, que anteriormente favorecía la capacidad hídrica. (ver Gráfico 1).

Recuadro 5
COMPARACIÓN DE LOS COSTOS DE LAS CENTRALES CON LOS ESTÁNDARES INTERNACIONALES

La generación hidráulica y la térmica se diferencian en los volúmenes de inversión y los costos variables requeridos. Para la energía hidráulica, la inversión requerida oscila alrededor de US\$ 1,2 millones por MW de potencia, mientras que el costo variable (abastecimiento de agua) es nulo. Inversamente, la inversión requerida para la energía térmica es mucho menor (alrededor de US\$ 0,4 millones por MW) pero involucra costos variables de US\$ 75 por MW, correspondiendo un 95% al costo del combustible. Además, la desagregación de la producción entre energía hídrica y térmica favorece a la primera, debido a que el abastecimiento de energía se rige bajo el criterio de costos de producción marginales” (PRISMA Sociedad de Agencia de Bolsa, Gestión, 20/6/97).

Las nuevas centrales hídricas aumentarán la capacidad en 520 MW con una inversión de US\$ 752 millones (ver Memorandum 2, Cuadro 18), lo que significa una inversión de US\$ 1,44 millones por cada MW producido. Esta cifra está ligeramente por encima de los estándares internacionales (US\$1,2 millones por MW), pero, en términos generales puede considerarse adecuada.

De otro lado, las nuevas centrales termoeléctricas aumentarán la capacidad en 969 MW con una inversión de US\$ 768 millones por cada MW, lo que significa una inversión de US\$ 0,79 millones por cada MW producido. Esta cifra está por encima de los estándares internacionales (US\$ 0,4 millones por MW) y podría estar indicando ineficiencia o sobrevaluación de las inversiones a realizarse.

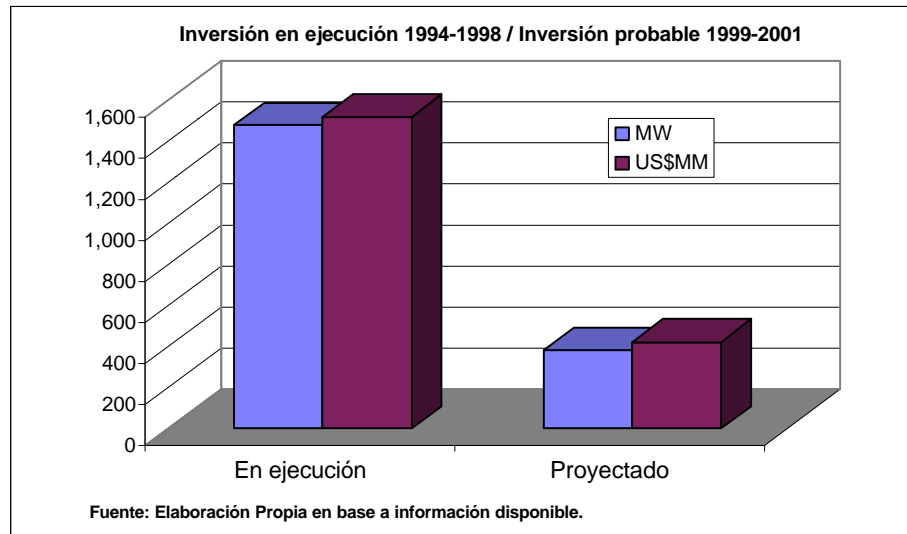
Debe resaltarse, sin embargo, que estamos realizando un análisis agregado de las inversiones, sin entrar a un estudio detallado de las mismas. Por ello, las cifras indicadas líneas arriba deben tomarse como un mero indicador, que necesariamente debe ser complementado con estudios individuales de las inversiones de cada empresa.

Fuente: Elaboración propia en base a información disponible.

Las inversiones proyectadas ampliarían la oferta en 383 MW con un monto de inversión de US\$ 423 millones, lo que equivale al 11% de la capacidad total instalada a 1996 (ver nuevamente cuadro 18). El sindicato Energético Piura y Cementos Norte (Pacasmayo) tienen proyectos de inversión en el norte del país; Mercantile de Canadá y Triunion Energy de Estados Unidos planean construir una central térmica de 240 MW en Talara (inicialmente tendría una capacidad de 80 MW) con una inversión de US\$ 80 millones.

En total, las inversiones en ejecución y las inversiones proyectadas llevan a un aumento de la capacidad de potencia de 1,872 MW, por un total de US\$ 1,943 millones (Gráfico 5).. De esta manera, en los próximos años se produciría un incremento de 54% de la capacidad instalada en 1996, lo que permite corroborar las afirmaciones gubernamentales acerca de la sobreoferta existente en el balance oferta/demanda de potencia y energía para el corto plazo, así como de una adecuada cobertura de la demanda en el mediano y largo plazo²⁸.

Gráfico 5



4. Nuevas inversiones en transmisión

Como ya se ha dicho, la transmisión en el Perú no ha sido privatizada, por lo que la principal inversión en este sector continuará siendo realizada por el Estado a través del “Programa de Transmisión y Apoyo a la Reestructuración del Sector Eléctrico”. Este programa forma parte de los proyectos del Ministerio de Energía y Minas, teniendo como objetivo incrementar la eficiencia del suministro de energía eléctrica del SICN y SISUR.

En total, las inversiones en transmisión proyectadas ascienden a no menos de US\$ 1,024 millones (ver cuadro 19), las mismas que serían realizadas en parte por el Estado²⁹ y en parte por el sector privado mediante el sistema de concesiones. Cabe preguntarse cuál será el tipo de relacionamiento a establecerse con las empresas de generación y distribución, que, como es obvio, se beneficiarán con estos proyectos.

Cuadro 19
INVERSIONES EN TRANSMISIÓN EN EJECUCIÓN Y
PROYECTADAS EN LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS
(en US\$ millones)

Línea	Fecha	Longitud (kms)	Inversionista	Sistema	Inversión
Tintaya-Socabaya	1997	203	Estado	SISUR	90
Piura-Talara	1997	87	Estado	SICN	nd
Aguaytía-Barranca	1998	400	Maple Gas	Ucayali-SICN	nd
Mantaro-Socabaya	1998	400	Hydro Quebec	SICN-SISUR	179
Proyectos asociados a generación	1997-2005	813	Estado	SICN-SISUR	315
Ampliación líneas de transmisión	1997-2005	2421	Estado	SICN-SISUR	nd
Pequeños sistemas eléctricos	1997-2005	18.000	Estado	Todo el país	440
				TOTAL	1024

nd = no disponible

Fuente: Ministerio de Energía y Minas e información periodística.

En enero de 1998, PROMCEPRI realizó la licitación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, de 600 Km. de longitud, la misma que interconectará el SICN y el SISUR. La concesión la ganó el consorcio Hydro-Québec International por US\$ 179 millones. La línea debe estar terminada en el año 2000. Cabe destacar que la línea de transmisión Mantaro-Socabaya es la primera concesión en transmisión de electricidad que se otorga en el país.

5. Nuevas inversiones en distribución

A las inversiones en distribución que han sido reseñadas en el Plan de Electrificación Nacional, deben agregarse las inversiones realizadas por las empresas privatizadas en Lima, así como las inversiones de las empresas distribuidoras regionales, que aún no han sido privatizadas.

Las inversiones realizadas por Luz del Sur y EDELNOR, así como las proyectadas, tienen como objetivo reducir el nivel de pérdidas de energía y la conversión de sus redes subterráneas en aéreas, lo que reducirá los hurtos, incidiendo también en la mejora de la eficiencia y seguridad del servicio³⁰. De otro lado, las empresas también han realizado inversiones en equipos de computación y telecomunicaciones para optimizar las funciones comerciales, técnicas y de gestión.

Las inversiones han venido aumentando en los últimos años, pasando de US\$ 29,9 millones en 1994 (sólo se considera el II Semestre) a US\$ 95,9 millones en 1997 (ver cuadro 20). Las mayores inversiones han sido realizadas por EDELNOR, lo que se explica por el menor grado de electrificación en su zona de concesión, en relación a la zona de Luz del Sur. Las cifras que reseñamos están consignadas en la Memoria Anual de las empresas³¹.

Cuadro 20
INVERSIONES DE LUZ DEL SUR Y EDELNOR
(en US\$ millones)

	1994	1995	1996	1997	Total
LUZ DEL SUR	19,9	34,0	33,6	39	126,5
EDELNOR	10,0	40,0	54,0	56,9	160,9
TOTAL	29,9	74,0	87,6	95,9	287,4

Fuente: Memorias Anuales de las empresas.

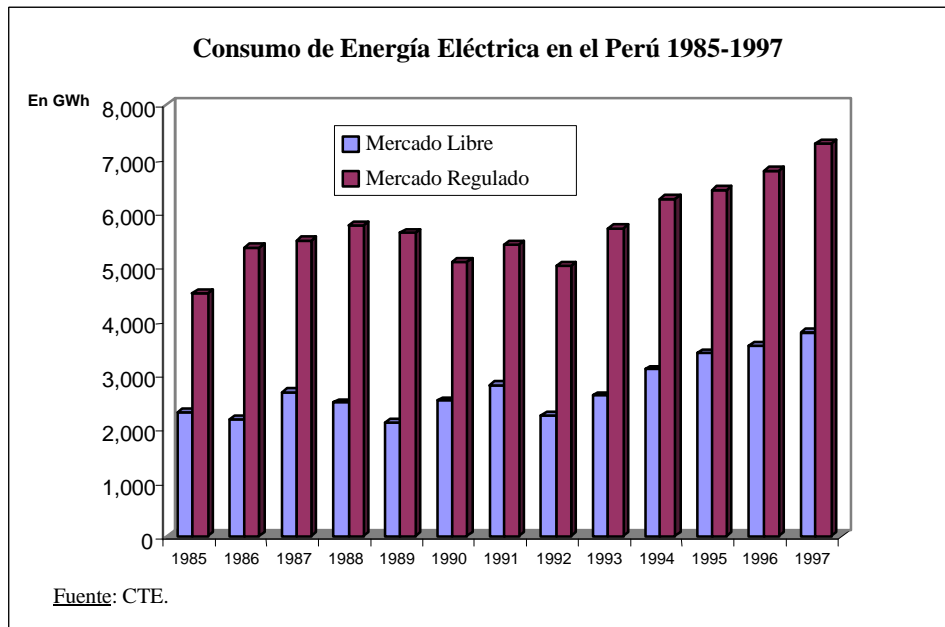
Las empresas han anunciado inversiones por US\$ 440 millones para el periodo 1996-2002, correspondiéndole US\$ 270 millones a EDELNOR y US\$ 170 millones a Luz del Sur. En la mayor parte, las inversiones estarán destinadas a disminuir pérdidas y ampliar la cobertura del servicio³².

VI. UTILIDADES Y RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

1. El mercado eléctrico en el Perú

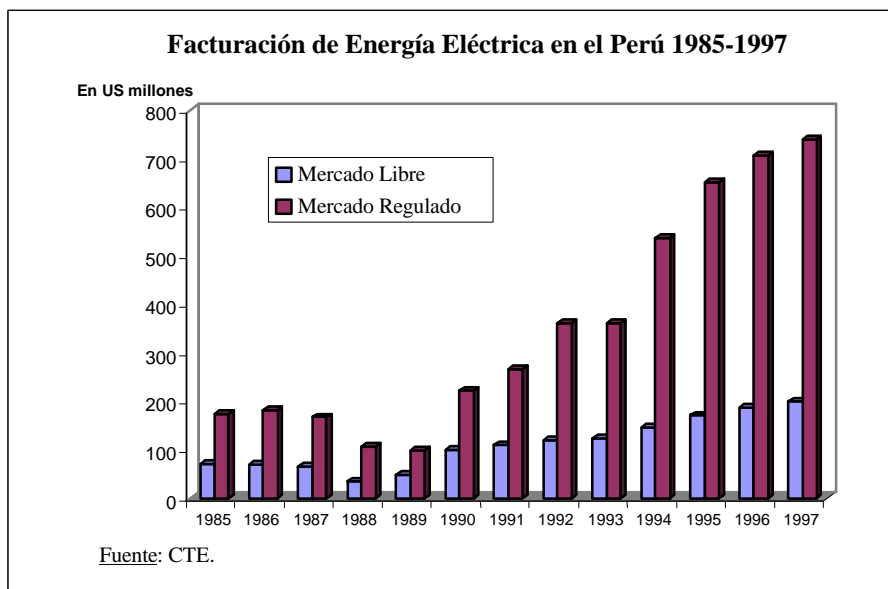
El consumo de energía aumentó en 50% de 1993 a 1997, reflejando de esta manera el crecimiento económico del país durante el mismo periodo³³ (ver gráfico 6). En total, el consumo alcanzó la cifra de 12,402 GWh, de los cuales el 59% (7,287 GWh) correspondió al mercado regulado y el 41% (3,782 MWh) restante al mercado libre. Vale la pena resaltar que, en la década del 80, el consumo del mercado regulado oscilaba alrededor del 68 a 70%, lo que significa que ha habido un importante incremento del consumo de los clientes libres.

Gráfico 6



La facturación de energía eléctrica en los mercados libre y regulado correspondiente a 1997 ascendió a US\$ 941 millones (ver gráfico 7), lo que significa un incremento de 5 y 14,4% con respecto a 1996 y 1995, respectivamente³⁴. En 1997, el mercado libre y el mercado regulado facturaron US\$ 276 y US\$ 741 millones, respectivamente, lo que representa el 26,5 % y el 73,5% del total. En ambos casos, la facturación casi se ha duplicado desde 1993-1994 hasta 1997, lo que indicaría un crecimiento “en paralelo” de ambos mercados.

Gráfico 7



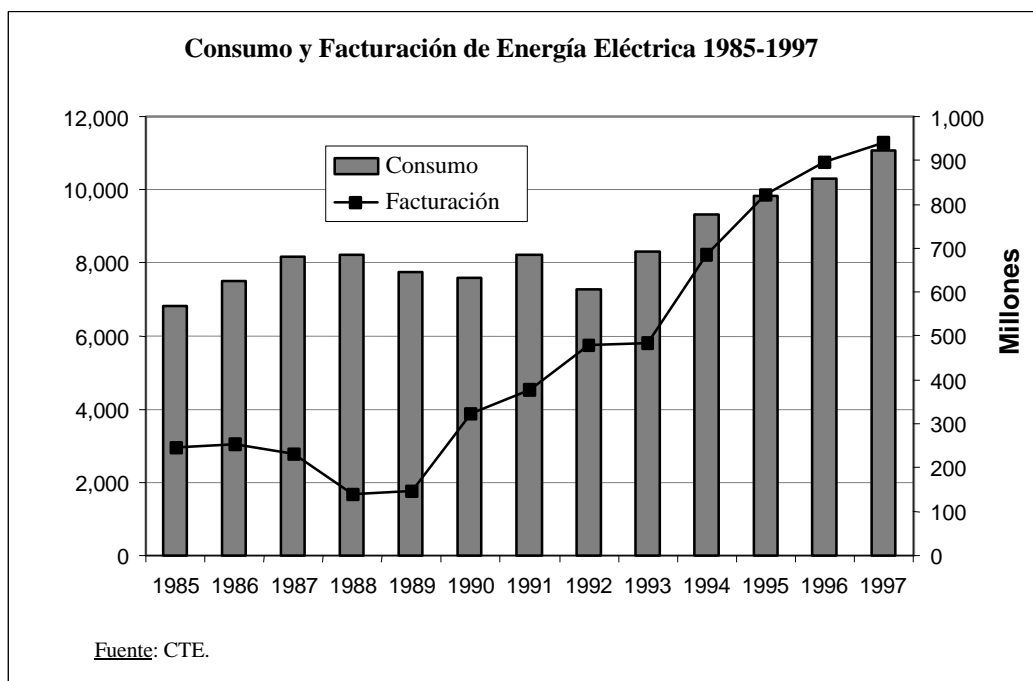
El impacto que las nuevas tarifas eléctricas han tenido en el sector se puede apreciar cuando vemos que la facturación casi se duplicó entre 1992 y 1997. También es importante resaltar que en los años 1986 y 1987, que significaron un importante crecimiento de la demanda de electricidad, la facturación del mercado eléctrico no representó ni el 25% de la recaudación obtenida en 1997 (gráfico 8).

2. Las utilidades de las empresas privatizadas

En este acápite analizaremos las utilidades netas y la rentabilidad de las empresas eléctricas privatizadas. Hemos utilizado como fuentes los informes anuales de la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores (CONASEV) y las Memorias Anuales de las empresas. A pesar del poco tiempo transcurrido se puede concluir en lo siguiente: el proceso de privatización ha generado importantes niveles de utilidad y rentabilidad a las empresas del sector. En primer lugar, analizaremos los datos obtenidos para, luego, efectuar un breve análisis sobre los factores que han incidido en la obtención de estas cifras.

En 1997, las utilidades netas de todas las empresas eléctricas privatizadas alcanzaron la cifra de US\$ 203 millones, lo que representa un incremento del 10% con respecto a 1996. Las empresas con mayores utilidades fueron la generadora EDEGEL, seguidas por las distribuidoras EDELNOR y Luz del Sur, en ese orden³⁵ (ver cuadro 21). Según la CONASEV, las empresas eléctricas en su conjunto, concentraron el 14% de las utilidades de las primeras 1,000 empresas en 1997 (Gestión, 23/12/97).

Gráfico 8



Es importante resaltar que la disminución de la actividad económica en el II Semestre de 1997, a causa del fenómeno del Niño, tuvo una incidencia importante en las ventas de energía, lo cual ha afectado tanto a las empresas generadoras como distribuidoras. Efecto similar ha tenido la disminución de las tarifas en barra (desde mayo de 1997) para las empresas generadoras y del VAD, desde noviembre del mismo año, para las empresas distribuidoras (este tema fue analizado en el capítulo III).

Cuadro 21
UTILIDADES DE LAS EMPRESAS PRIVATIZADAS 1993-97
(en US\$ millones)

	Utilidad Neta				
	1994	1995	1996	1997	Total
Generadoras	48,2	45,3	100,6	100,9	295,0
Cahua (Pariac)	ND	6,7	6,2	6,2	19,1
Etevensa	ND	6,0	7,8	12,4	26,2
Edegel	48,2	32,4	70,6	60,7	211,9
Egenor	ND	0,2	16,0	21,2	37,4
Emp.Eléctrica Piura	ND	ND	ND	0,4	0,4
Distribuidoras	6,8	83,9	84,0	102,5	277,1
Luz del Sur (1)	5,8	33,2	41,9	48,4	129,3
Edelnor	0,9	49,1	40,7	54,6	145,3
Electro Sur Medio	0,1	1,6	1,4	-0,5	2,5
Total	55,0	129,2	184,6	203,4	572,1

Fuente: CONASEV y Memorias Anuales de las compañías.

En lo que concierne a la relación Utilidad Neta/Ingresos Totales, ésta se ha mostrado bastante alta para las empresas del sector, principalmente para las generadoras hidroeléctricas. (ver cuadro 22). Ese es el caso de EDEGEL, por ejemplo, cuyo ratio fue de 47 % en 1996. En el caso de CAHUA, en 1996 el ratio llegó a 52%, disminuyendo en 1997 debido a factores relacionados con la constitución de una nueva denominación social y la compra de una pequeña central. Los ratios de EGENOR, privatizada en junio de 1996, se situaron en 1997 en 24%.

No sucede lo mismo con las empresas distribuidoras, cuyos ratios se sitúan en el rango de 16 a 17%. No obstante ello, éstos son altos cuando se los compara con otros sectores de la industria peruana³⁶.

Cuadro 22
UTILIDAD NETA/INGRESOS TOTALES

	1994	1995	1996	1997
Generadoras				
Cahua (Pariac)	ND	46,9%	51,8%	1,2%
Etevensa	ND	11,2%	25,8%	18,5%
Edegel	36,1%	22,5%	47,3%	36,8%
Egenor	ND	1,3%	19,5%	24,2%
Empresa Eléctrica Piura	ND	ND	ND	1,2%
Distribuidoras				
Luz del Sur (1)	2,4%	12,7%	16,4%	16,0%
Edelnor	0,4%	20,2%	15,2%	17,9%
Electro Sur Medio	ND	7,0%	5,3%	-1,9%

(1) del 24 de agosto al 31 de diciembre de 1996

Fuente: CONASEV y Memorias Anuales de las empresas.

Cabe también resaltar que las empresas eléctricas han recuperado una parte importante de la inversión efectuada en el momento de la privatización. EDELNOR y Luz del Sur, en los primeros 3 ½ años han recuperado el 82 y 61%, respectivamente, del precio pagado por la adquisición de las empresas (Cuadro 23). En los otros casos, la privatización es más reciente, destacando la recuperación de la generadora EDEGEL (42%) en algo más de dos años de actividad.

Cuadro 23
RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN EN EMPRESAS PRIVATIZADAS - 1997

	60 % de acciones Monto pagado	Utilidad Neta 60%	Recuperación Inversión	Fecha Privat.
Generadoras				
Cahua (Pariac)	25,1	11,5	45,7%	Abr.95
Etevensa	144,0	15,7	10,9%	Dic.95
Edegel	300,0	127,1	42,4	Oct.95
Egenor	36,9	22,5	16,4	Jun.96
Emp. Eléctrica Piura	23,4	0,2	0,9%	Oct.96
Distribuidoras				
Luz del Sur	127,2	77,6	61,0%	Jul.94
Edelnor	105,9	87,2	82,3%	Jul.94
Electro Sur Medio	30,7	0,5	1,7%	Feb.97

Fuente: CONASEV y Memorias Anuales de las compañías.

3. La rentabilidad de las empresas privatizadas

El nivel de tarifas eléctricas de Perú permite obtener rentabilidades importantes, tanto en la generación como en la distribución. Recordemos que la nueva Ley garantiza una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 12% para las empresas del sector.

No obstante ello, es difícil de establecer con precisión la rentabilidad de las empresas de generación y distribución de electricidad privatizadas debido a dos motivos: a) el poco tiempo transcurrido desde la privatización, lo que hace que en muchos casos sólo existan Estados Financieros para uno o dos años; b) el hecho que los activos fijos han sufrido variaciones importantes desde que se llevó a cabo la privatización. En efecto, ha habido un proceso de adaptación a la Ley 26283 de 1994, la misma que dispone que, en el caso que las empresas lleven a cabo fusiones o divisiones, la revaluación de activos fijos que se lleve a cabo por tal motivo, tendrá un efecto directo sobre el aumento del patrimonio y, también, sobre la depreciación de los activos en el periodo. Este punto se analiza más adelante.

Es el caso, por ejemplo, de las empresas generadoras EDEGEL y CAHUA, así como de las empresas distribuidoras de Lima, Luz del Sur y EDELNOR. En el caso de ETEVENSA, la compra de la empresa mediante la modalidad de la capitalización implica que la nueva inversión se refleje inmediatamente en el patrimonio, lo que incide en una disminución de la rentabilidad.

4. Causas del aumento de la rentabilidad

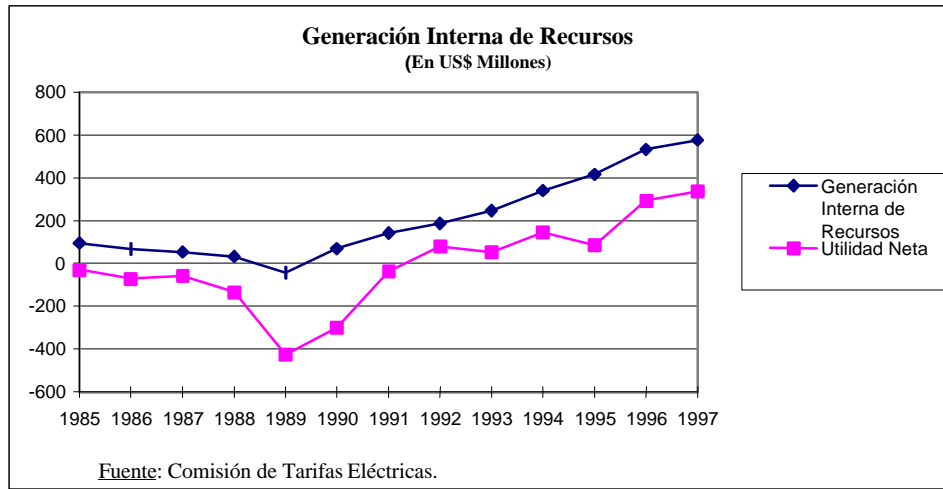
Los elementos determinantes de la rentabilidad de las empresas generadoras y distribuidoras tienen factores comunes y factores particulares. El factor común más relevante está directamente relacionado con el nivel de las tarifas, que permiten una importante generación interna de recursos. Analicemos este factor en primer lugar para, luego, hacer el análisis de los factores particulares relacionados, de un lado, con la generación y, de otro, con la distribución de electricidad.

4.1 Una alta generación interna de recursos

El aumento de la rentabilidad también se puede apreciar mediante el indicador de Generación Interna de Recursos (GIR), que se define como la suma de la utilidad operativa más las provisiones del ejercicio³⁷. Como se puede apreciar en el Gráfico 9, la GIR del conjunto de las empresas del sector eléctrico (privatizadas y estatales) ha venido aumentando fuertemente desde 1990, año en el que se produjo una importante alza de las tarifas. En los años posteriores la GIR ha seguido aumentando hasta alcanzar la suma de US\$ 576 millones en 1997.

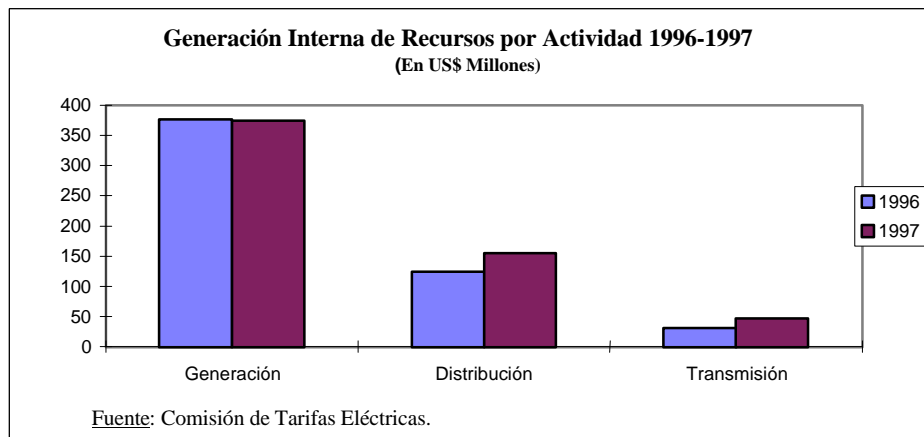
Cabe destacar, también, el aumento, de las utilidades netas del conjunto de las empresas del sector, que pasan de una cifra negativa de – US\$ 400 millones en 1989 (momento de la hiperinflación) hasta US\$ 180 millones en 1994, año en que comienza el proceso de privatización. En 1996 y 1997, las Utilidades Netas llegan a la suma de US\$ 370 millones (para todas las empresas del sector).

Gráfico 9



En lo que concierne a la estructura del GIR en relación a las empresas del sector, puede constatar que las generadoras obtienen los niveles mas elevados: cerca de US\$ 370 millones en 1996 y 1997, mientras que el GIR de las empresas transmisoras (que no han sido privatizadas a la fecha), ascienden a US\$ 30 millones anuales (Gráfico 10). En un nivel intermedio se sitúa el GIR de las empresas distribuidoras, alcanzando la suma de US\$ 150 millones en 1997 (para un análisis detallado de estas cifras, véase los Anexos 3, 4 y 5).

Gráfico 10



El GIR de las empresas generadoras es normalmente más elevado en las empresas que poseen centrales hidráulicas que en aquellas que cuentan con centrales térmicas, por el hecho de que las tarifas para las horas de punta se basan en los costos marginales de las centrales térmicas, que son superiores a los costos de las centrales hídricas. Así, puede apreciarse (Anexos 3, 4 y 5) que el GIR/Ingresos de las empresas generadoras privatizadas alcanza niveles importantes para el

periodo 1995 a 1997, destacando CAHUA y EDEGEL. Vale la pena resaltar que si bien ETEVENSA y EGENOR fueron privatizadas en fechas más recientes (diciembre de 1995 y junio de 1996, respectivamente), las cifras coinciden con lo afirmado: en 1996, por ejemplo, la GIR/Ingresos de ETEVENSA (central térmica) es bastante más reducida que el mismo indicador para EDEGEL, empresa que tiene una combinación de centrales hidráulicas y térmicas.

Asimismo, es importante destacar que las empresas públicas generadoras de energía aun no privatizadas también tuvieron un importante GIR/Ingresos, pues éste fue, en promedio, de 52, 60 y 46% para 1995, 1996 y 1997, respectivamente (ver nuevamente Anexos 3, 4 y 5).

En lo que respecta a las empresas distribuidoras, tenemos que el GIR/Ingresos de las empresas privatizadas es bastante inferior al de las empresas generadoras: 19,1%, 17,9 y 21% para 1995, 1996 y 1997, respectivamente (Anexos 3, 4 y 5). Lo mismo sucede, aunque en mayor proporción en las empresas públicas distribuidoras, donde este indicador es bastante inferior (4,9, 7,0 y 7,1% respectivamente) debido, en lo esencial, a problemas de gestión y de pérdidas de energía. Cabe señalar, sin embargo, que esta situación ha venido mejorando en tiempos recientes.

Finalmente, las empresas transmisoras, ETECEN y ETESUR, que no han sido privatizadas, muestran una relación GIR/Ingresos superiores al 50% en promedio. De su lado, ETESUR registró pérdidas en 1995, las que fueron revertidas en 1996.

4.2 Disminución en el pago del impuesto a la renta

Las empresas privatizadas están pagando un impuesto a la renta inferior a la tasa establecida (30%), lo que eleva la rentabilidad de las empresas analizadas.

Esto se debe al hecho que las empresas se han acogido a un nuevo dispositivo legal, Ley 26283, que exonera del pago de impuesto a la renta la revaluación de activos en caso de **fusión o división** de empresas. Lo más importante es que esta revaluación de activos trae como consecuencia el aumento de las cargas por depreciación, con lo cual disminuye la Utilidad Imponible y, por tanto, el Impuesto a la Renta.

Así, por ejemplo, EDELNOR y Luz del Sur procedieron a la revaluación voluntaria de activos en setiembre y diciembre de 1994, respectivamente, mientras que EDEGEL lo hizo en diciembre de 1995.

Posteriormente, todas las empresas procedieron a tomar acuerdos de **fusión o división**, con el objetivo de acogerse a la Ley 26283. En el caso de Luz del Sur, la empresa se escindió en julio de 1996, incorporándose dos empresas subsidiarias (EdeCañete e Inmobiliaria Luz del Sur SA). EDELNOR se fusionó³⁸ con EdeChancay, también en julio de 1996. Por su parte, EDEGEL, empresa de generación eléctrica se escindió en agosto de 1996.³⁹ La empresa CAHUA acordó llevar a cabo un proceso de escisión y constituir una nueva sociedad en octubre de 1997⁴⁰.

Como consecuencia, se ha producido un menor pago del impuesto a la renta. Este es, por ejemplo, el caso de EDEGEL: “Ha habido un menor costo del impuesto a la renta, permitido por

la aplicación del efecto tributario de las depreciaciones de los activos fijos devaluados transferidos a EDEGEL a consecuencia de la reorganización de la empresa”.⁴¹

La segunda está referida a que, con fines tributarios, se pueden utilizar tasas de depreciación superiores a aquellas que se usan para los fines contables. Es el caso de ETEVENSA, donde no ha habido revaluación de los activos fijos⁴². En CAHUA, ha habido un menor pago del impuesto a la renta también debido al hecho que se han utilizado tasas de depreciación superiores para fines tributarios. En 1997, EDELNOR no pagó impuesto a la renta.

Estos menores pagos por impuesto a la renta debieran disminuir en los próximos años, a medida que pase el efecto de la revaluación de los activos fijos y se normalice el empleo de las tasas de depreciación.

4.3 Disminución del personal empleado y de los costos laborales

Las empresas eléctricas, tanto públicas como privadas, han llevado a cabo planes de reducción de personal con el objetivo de disminuir los costos operativos. En algunos casos se han puesto en marcha planes de aumento de la productividad mediante la implantación de nuevos procesos orientados hacia la mejora de la eficiencia económica, lo que también ha redundado en la disminución del número de trabajadores (ver cuadro 24) y, por lo tanto, de los costos laborales de la empresa⁴³.

Cuadro 24
DOTACIÓN DE PERSONAL EN EMPRESAS ELÉCTRICAS

	1995	1996	1997	Var.97/95
Luz del Sur	839	696	728	-13,2%
Edelnor	1157	667	717	-38,0%
Edegel	656	328	336	-48,8%
Egenor (1)	nd	331	272	-17,8%
Electroperú	667	304	294	-55,9%

(1) La variación es 97/96

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Así, el personal empleado en el sector en todas las ramas de la actividad (generación, transmisión y distribución), pasó de 7,182 trabajadores en 1995 a 5,985 trabajadores en 1997, lo que representa una disminución del 16,7%.

En Luz del Sur, la dotación de trabajadores disminuyó de 839 trabajadores en 1995 a 728 en 1997, es decir una reducción del 13%. En el caso de EDELNOR, la reducción fue de 1157 trabajadores en 1995 a 717 a fines de 1997, lo que implicó una reducción del 38%. En la generadora EDEGEL, la disminución es aun mayor, pues bordea el 50%.⁴⁴ La generadora EGENOR también ha reducido su personal en 17% con relación a 1995. ELECTROPERU también ha tenido una reducción significativa de personal.

4.4 Ampliación de la cobertura eléctrica a clientes residenciales y libres

De 1995 a 1997, la venta de electricidad en Lima, el mercado más grande del país, pasó de 5,709 a 6,172 miles de KWh, lo que representó un aumento del 8,1% (cuadro 25). El aumento más importante lo tuvo Edelnor con el 13,4%, mientras que para Luz del Sur el incremento fue menor, 3,2%.

Cuadro 25
CLIENTES LIBRES Y REGULADOS EN EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE LIMA
(en miles de MWh y miles de clientes)

	Clientes Regulados (1)				Clientes Libres (2)				TOTAL (1+2)			Variación 97/95
	1995	1996	1997	Variación	1995	1996	1997	Variación	1995	1996	1997	
Venta												
Edelnor	1952,7	2035,1	2211,9	13,3%	805,4	827,2	915,1	13,6%	2758,1	2862,4	3127,0	13,4%
Luz del Sur	2137,4	2330,6	2538,1	18,7%	814,4	497,4	507,2	-37,7%	2951,8	2828,0	3045,3	3,2%
TOTAL	4090,1	4365,7	4749,9	16,1%	1619,8	1324,7	1422,4	-12,2%	5709,9	5690,4	6172,3	8,1%
Clientes												
Edelnor	623,0	728,7	745,9	19,7%	92	74	78	-15,2%				
Luz del Sur	556,3	603,1	628,5	13,0%	50	42	43	-14,0%				
TOTAL	1179,4	1331,8	1374,4	16,5%	142	116	121	-14,8%				

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad.

De 1995 a 1997, la venta a los clientes regulados de Edelnor y Luz del Sur han aumentado en 13,3 y 18,7%, respectivamente, lo cual representa un importante incremento. De la misma forma, el número de clientes regulados aumentó en casi 200,000 (un aumento del 16%), correspondiéndole 122,000 y 72,000 a Edelnor (19,7%) y Luz del Sur (13%), respectivamente.

Las tarifas a los clientes residenciales son más altas que las cobradas a los clientes comerciales e industriales (ver capítulo II). Esto significa que un aumento de la cobertura a estos sectores redunda en un mayor ingreso para la empresa distribuidora. Esto ha sucedido en el caso de Luz del Sur y de EDELNOR, empresas en las cuales, los clientes regulados explican el incremento, tanto de la venta de energía como del número de clientes.

Con respecto a los clientes libres, las empresas distribuidoras y generadoras manifiestan su voluntad de aumentar la cantidad de los mismos, debido a que éstos permiten una mejor utilización de la capacidad instalada y una planificación de largo plazo en el uso de los recursos⁴⁵.

Así, por ejemplo, cuando la generadora EDEGEL comenzó sus operaciones en 1994 no tenía clientes libres. Hoy en día tiene cinco clientes libres con una capacidad contratada total de 58 MW. Se estima que para el 2001 EDEGEL tendrá 9 a 10 clientes de este tipo, con una capacidad contratada total de 218 MW.⁴⁶

Sin embargo, no es clara la tendencia en este sentido, debido a que muchos usuarios industriales han manifestado su disconformidad por las tarifas que les fijan las empresas en la negociación. En repetidas oportunidades, éstos han manifestado que el mínimo de consumo para ser cliente libre debiera ser de 2 MW y no de 1 MW como lo establece la Ley 25844. Argumentan que

las empresas distribuidoras se comportan monopólicamente fijando precios altos para el consumo de energía. Afirman que no existe verdadera competencia de suministro de energía, motivo por el cual no pueden recurrir a otras empresas en busca de mejores precios (ver Recuadro 2, ¿ Abuso de posición dominante de mercado?)

4.5 Disminución de las pérdidas de energía

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, en el caso peruano, ascendieron en 1993 al 22% de la energía producida, lo que la situaba a niveles bastante superiores a los internacionales (7 a 8%). Las pérdidas han disminuido de manera notable en los últimos años, siendo así que en 1997 sólo representan el 14,6% del total.

En el caso de EDELNOR y Luz del Sur, para el mismo año 1993, las pérdidas se situaron en el 20% del total (en muchos casos las pérdidas estaban relacionadas con hurtos de energía debido a la carencia del servicio). Las pérdidas representan una disminución en la facturación de la empresa.

Es por eso que la reducción de las pérdidas en energía ha sido uno de los ejes centrales del aumento de los ingresos y, por ende, de la rentabilidad para las empresas distribuidoras. Así, en lo que se refiere a EDELNOR, las pérdidas de energía disminuyeron de 20% a 11,7% de 1993 a 1997. En el caso de Luz del Sur⁴⁷, las pérdidas disminuyeron de 20% en 1993 a 12,2 % en 1996 (Cuadro 26).

Cuadro 26
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN
(en % del total)

	1993	1995	1996	1997	Var. % 97/95
Luz del Sur (Lima)	20,0%	nd	nd	12,2%	
Edelnor (Lima)	20,0%	16,2%	13,8%	11,7%	
Total distribuidoras Perú	22,0%	19,7%	17,1%	14,6%	
Memorándum					
Total Distribuidoras (en MWh)		2029964	1834456	1686957	-16,9%

Fuente: Memorias de las empresas; Ministerio de Energía y Minas.

A nivel nacional, las pérdidas de todas las empresas de distribución de energía disminuyeron de 2.029,964 a 1.686,957 MWh entre 1995 y 1997, lo que representa una importante reducción del 17%.

4.6 Disminución sustantiva del período de cobranza

El período de cobranza ha pasado de 60 a 30 días, con lo cual han aumentado sustantivamente los niveles de rotación de capital de trabajo de las empresas distribuidoras.

4.7 Algunos indicadores de rentabilidad

Las rentabilidades que se presentan en el Cuadro 27 sólo deben ser consideradas como una referencia por las razones anotadas al principio de este acápite.

Cuadro 27
INDICADORES DE RENTABILIDAD

	1994	1995	1996	1997
Utilidad Neta/Patrimonio				
Generadoras				
Cahua	ND	14,66%	13,8%	7,7%
Etevensa (1)	ND	6,57%	5,1%	5,5%
Edegel	13,66%	3,31%	7,1%	6,0%
Egenor	ND	ND	4,8%	5,0%
Empresa Eléctrica Piura (2)	ND	ND	ND	0,4%
Distribuidoras				
Luz del Sur	2,28%	12,63%	6,7%	17,0%
Edelnor	0,25%	12,97%	18,1%	12,8%
Electro Sur Medio (**)	ND	ND	3,2%	-1,2%

(1) La capitalización efectuada implica un aumento del capital social.

(2) La privatización es muy reciente y no hay balances disponibles

Fuente: Memorias de las Empresas.

En el caso de las empresas distribuidoras Luz del Sur y EDELNOR se puede apreciar claramente los efectos de la Ley 26283, produciéndose variaciones sustantivas en las rentabilidades de 1996 y 1997, respectivamente. No obstante ello, los niveles de rentabilidad alcanzados pueden considerarse como bastante aceptables, en relación a la industria.

En lo que respecta a las empresas generadoras, los ratios de rentabilidad arrojan cifras menores a los de las empresas distribuidoras, a pesar que sus ratios de Utilidad Neta/Ingresos y de GIR son bastante superiores (ver cuadro 22 y Gráficos 5 y 6). Esto se explica en parte, por ejemplo, por el hecho que el precio pagado por la compra de la empresa de generación EDEGEL duplica el monto pagado por las empresas distribuidoras Luz del Sur y EDELNOR. Esto significa un mayor valor patrimonial de EDEGEL. Sin embargo, los niveles de Utilidad Neta de las generadoras y distribuidoras se sitúan en niveles de una cierta igualdad en valores absolutos (cuadro 27).

VII. FUENTES DE FINANCIAMIENTO DE LAS EMPRESAS

Las empresas del sector eléctrico poseen una alta generación interna de recursos, la misma que les permite el autofinanciamiento de sus inversiones, como se vio en el acápite anterior.

Sin embargo, debido a que, en la mayoría de los casos, las empresas eléctricas tienen la política de repartir dividendos a sus accionistas, buscan fuentes de financiamiento alternativas para sus inversiones.

Es así que EDEGEL, por ejemplo, en 1996 tuvo un flujo de caja operativo pre inversiones de S/. 225 millones (US\$ 86 millones), lo que le hubiera permitido financiar íntegramente sus inversiones. No obstante ello, EDEGEL ha preferido financiar sus nuevas inversiones con préstamos bancarios para, de esa manera, continuar con su política de reparto del íntegro de la Utilidad Neta a sus accionistas⁴⁸, como lo hizo en 1995 y 1996. En 1997, EDEGEL contrajo dos créditos: con JP Morgan por US\$ 130 millones y con el Citibank por US\$ 23,6 millones (Memoria EDEGEL 1997).

En el caso de EGENOR, esta empresa aún no ha realizado el compromiso de inversión adquirido en 1996, por lo que no ha requerido financiamiento hasta 1997. Así, en 1996, el pasivo de largo plazo sólo ascendió al 2,3% del total del pasivo y al 0,02% del pasivo y el patrimonio, lo cual indica. Para realizar la inversión comprometida, EGENOR ha adoptado la política de emitir bonos corporativos. Así, en junio de 1998, EGENOR colocó la primera serie de bonos corporativos de la empresa por US\$ 20 millones en junio de 1998.⁴⁹

En lo que concierne a Luz del Sur, la política de financiamiento seguida por la empresa no se ha apoyado en el financiamiento bancario (Memoria 1996, Luz del Sur) y ha financiado la mayor parte de sus inversiones con recursos propios. Asimismo, hay que resaltar que la empresa planea invertir, junto con su casa matriz, en inversiones eléctricas en otros países, como Panamá y Colombia.

Con respecto a EDELNOR, tenemos que esta empresa sí ha recurrido a préstamos bancarios durante 1996 para financiar sus proyectos de electrificación pública (Memoria 1996, p. 60). La porción no corriente de los préstamos bancarios asciende, en 1996, a S/. 47,8 millones. Sin embargo, la fuente de financiamiento más importante para EDELNOR también ha sido la emisión de bonos corporativos, habiendo realizado tres emisiones: la primera por US\$ 2 millones en 1995, la segunda por US\$ 50 millones en 1997 y una emisión de US\$ 15 millones en agosto de 1998. EDELNOR también ha aprobado lanzar una emisión de ADR's en 1998.

Asimismo, en EDELNOR la distribución de utilidades en 1996 fue de 119 millones de soles. Es decir que, al igual que EDEGEL, está tomando préstamos para financiar sus actividades y para pagar utilidades.

En lo que concierne a ETEVENSA, esta empresa no tiene pasivos a Largo Plazo. El íntegro de su compromiso de inversión de US\$ 120 millones ha sido financiado por el Consorcio Generalima, propietario de ETEVENSA.

Por su parte, la generadora CAHUA tiene una pequeña deuda pendiente con ELECTROPERU, la misma que a fines de 1996 ascendía a solo S/. 1,7 millones.

Por todos estos motivos, los préstamos bancarios otorgados a las empresas eléctricas por el sistema financiero nacional no son significativos. Eso es lo que demuestran las estadísticas de la Superintendencia de Banca y Seguros, donde se puede apreciar que las colocaciones de préstamos de los bancos a las empresas eléctricas representan menos del 1% de total, pasando de US\$ 34 millones en 1994 (año en que se inicia la privatización) a US\$ 108 millones en mayo de 1998, manteniéndose estable desde hace dos años (cuadro 28).

Cuadro 28
COLOCACIONES DEL SISTEMA BANCARIO EN EL SECTOR ELECTRICO 1994-98
(en US\$ millones corrientes)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	May.98
Electricidad, Gas y Agua	21,6	12,8	33,7	25,8	113,6	108,2	107,9
TOTAL COLOCACIONES	2210,2	3283,4	5607,4	7824,6	10442,8	13942,3	13996,8
Electricidad Total	0,98%	0,39%	0,6%	0,3%	1,1%	1,1%	1,1%

Nota: Se ha utilizado el tipo de cambio promedio de fin de período.

1. Escasa importancia de las AFP

La inversión de las AFP en las empresas eléctricas no ha tenido el mismo impacto que en el caso chileno. Esto se debe a que, en la mayoría de los casos, no se han vendido las acciones en poder del Estado (recuérdese que en casi todos los casos sólo se vendió el 60% de las acciones).

De su lado, las empresas privatizadas sólo han colocado pequeños paquetes de acciones en la BVL, que no tienen mayor significancia en el conjunto de la propiedad accionaria.

La excepción la constituye Luz del Sur puesto que las acciones que poseía el Estado fueron vendidas mediante el proceso de Participación Ciudadana en 1996. En este caso, las AFP sí han adquirido paquetes de acciones, las mismas que ascienden a sólo el 6,75 % del capital accionario. A diciembre de 1997, la participación de las AFP en el capital social de esta empresa fue el siguiente: Integra, 2,41%; Horizonte, 1,55%; Unión, 1,37%; Profuturo, 0,78%; Nueva Vida, 0,64%.

VIII. CONCLUSIONES

El presente trabajo se ha centrado en el análisis de las inversiones en el sector eléctrico en el Perú en el periodo 1994-1998 y su probable evolución hasta el año 2000. Los hallazgos y conclusiones más importantes son las siguientes:

Desde 1979 hasta 1992, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público estaba reservada para el Estado, a través de la empresa estatal ELECTROPERU. En la década del 70, la inversión pública alcanza un promedio anual de US\$ 170 millones (dólares constantes de 1995), alcanzando su momento más alto en el periodo 1980-85, con US\$ 622 millones (dólares constantes de 1995) promedio anuales. Sin embargo, en el periodo 1986-90 se produce un abrupto descenso, alcanzando las inversiones la cifra de sólo US\$ 222 millones promedio anuales.

La crisis de ELECTROPERU tuvo dos causas centrales: una, de índole financiero, pues se produjo un elevado nivel de endeudamiento externo que, en la coyuntura económica, se tradujo en serios problemas para el cumplimiento de las obligaciones de pago lo que, a la vez, tuvo como consecuencia una menor disponibilidad de créditos externos para el cumplimiento de las metas operativas y los proyectos de inversión. La otra causa, de índole económico, tuvo relación con el retraso tarifario, lo que significaba que las tarifas eléctricas no alcanzaban a cubrir los costos de producción de la empresa, lo que comprometió su capacidad operativa y redujo sus posibilidades de inversión.

Para salir de la crisis, el gobierno puso en marcha una serie de medidas en varios campos: de un lado, en agosto de 1990 se produjo un incremento de las tarifas de 700%, lo que permitió sanear la situación de ELECTROPERU. De otro, en 1992 se promulgó una nueva ley con el objetivo de transformar el marco institucional. Finalmente, a partir de 1994 comenzó el proceso de privatización de unidades importantes de ELECTROPERU en el campo de la generación y la distribución.

La Ley 25844 de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas, determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y la distribución como actividades a ser realizadas por el sector privado con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad. Además, la Ley determinó la vigencia de un nuevo sistema tarifario para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, fijándose éstas, desde 1993, a través del método de los costos marginales.

La nueva Ley creó el ente regulador llamado Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), al cual define como un organismo técnico y autónomo, cuya responsabilidad es fijar las tarifas eléctricas para el mercado regulado (no existe fijación de tarifas para los usuarios libres, es decir, aquellos que consumen más de 1 MW). El directorio está constituido por 5 miembros: tres son propuestos por el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio de Economía y Finanzas y el Ministerio de Industrias, respectivamente. Los dos restantes propuestos por las empresas generadoras y distribuidoras, respectivamente,

El nivel de las tarifas eléctricas peruanas parece situarse en un nivel intermedio con respecto a las de América Latina. Sin embargo, los usuarios industriales, de un lado, así como los sectores de bajos ingresos, de otro, manifiestan que las tarifas son demasiado altas. Para los industriales el alto nivel de las tarifas los hace incurrir en sobrecostos, mientras que los sectores de bajos ingresos no pueden pagar la tarifa, hecho que motivó que el propio gobierno planteara la introducción de subsidios, medida que, hasta la fecha de redacción de este informe, se encontraba en estudio.

Existen fuertes divergencias entre la CTE y las empresas distribuidoras acerca de la metodología de cálculo de las tarifas eléctricas que establece la Ley 25844. Esto ha llevado a un proceso judicial debido a que las partes no han podido ponerse de acuerdo. En efecto, los cálculos de la CTE sobre el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR, noviembre de 1997), arrojaron una cifra bastante más baja que la planteada por las distribuidoras, lo que dio como resultado la disminución de las tarifas. Las empresas distribuidoras han iniciado una acción judicial para obtener la modificación del VNR sancionado por la CTE (a la fecha de redacción de este informe, aún no se conoce el resultado).

Desde mediados de 1994 hasta la fecha se ha privatizado el 51% de la generación y el 55% de la distribución de energía eléctrica (sobretudo en la ciudad de Lima). Actualmente existen cinco empresas privadas de generación y tres empresas privadas de distribución. La privatización de las empresas públicas de electricidad ha generado, por todo concepto, ingresos para el Estado de US\$ 1,985 millones, lo que representa el 27% del total de privatizaciones hasta diciembre de 1997 (a esa fecha el total era US\$ 7,329 millones). La privatización del sector eléctrico ha sido un componente importante del proceso en su conjunto, comenzado en 1992-93.

Cabe resaltar que el Estado, a través de ELECTROPERU, sigue siendo un actor importante en la generación de energía eléctrica (el 49% del total). A ello debe agregarse la construcción de dos nuevas centrales en la sierra central y la sierra sur del país. La Comisión de Privatización ha reafirmado que se completará el proceso de privatización, pero, al momento de redacción de este informe, no existe un calendario definido.

La privatización ha significado la entrada de nuevas empresas en el sector eléctrico, en su mayor parte extranjeras. Los mayores participantes han sido empresas chilenas y norteamericanas con el 37 y 26%, respectivamente. Luego siguen empresas peruanas, españolas, canadienses y argentinas con el 12, 10, 9 y 2%, respectivamente.

Las inversiones en generación eléctrica en ejecución por las diferentes empresas, públicas y privadas, en el periodo 1996-2000, permitirán ampliar la capacidad instalada en 1,489 MW, es decir, un aumento del 43% con respecto a la capacidad instalada de 1996. El monto de las inversiones en el periodo asciende a US\$ 1,520 millones, correspondiendo algunas de ellas a las comprometidas en el proceso de privatización.

El aumento de la capacidad instalada de estos proyectos incrementará en 969 MW la capacidad de centrales térmicas y en 529 MW las centrales hídricas, con lo cual comienza a modificarse el patrón de generación en el país, que anteriormente favorecía la capacidad hídrica.

Las inversiones proyectadas para después del año 2000 por las empresas públicas y privadas ampliarían la oferta en 383 MW con un monto de inversión de US\$ 423 millones, lo que equivale al 11% de la capacidad total instalada a 1996.

Las inversiones en generación en ejecución y las proyectadas permitirían un aumento total de la potencia instalada que llevaría la reserva de potencia a 54% en el año 2000. La conclusión es que la demanda será cubierta adecuadamente en el periodo. Además, las estimaciones oficiales indican que, a un ritmo de crecimiento de 5 a 6%, se tendría capacidad suficiente para atender adecuadamente la demanda por unos 6 a 7 años.

Ninguno de los dos grandes sistemas de transmisión de energía eléctrica (norte y sur del país) ha sido privatizado aún. Pareciera que existe una decisión de no privatizar la transmisión debido a su carácter monopólico. Sin embargo, se ha otorgado a una empresa canadiense la concesión para la construcción de una nueva línea de transmisión que interconectará los dos sistemas de transmisión eléctrica, la misma que entrará en operación en el año 2000.

Las inversiones en distribución han estado concentradas en las dos empresas privadas que operan en Lima desde la privatización de 1994. Luz del Sur y Edelnor invirtieron US\$ 126 y 160 millones, respectivamente, en el periodo 1994-1997. Las mayores inversiones de EDELNOR se explican por el menor grado de electrificación en su zona de concesión, en relación a la zona de Luz del Sur. Las empresas han anunciado inversiones por US\$ 440 millones para el periodo que va hasta el año 2002, correspondiéndole US\$ 270 millones a EDELNOR y US\$ 170 millones a Luz del Sur. En la mayor parte, las inversiones estarán destinadas a disminuir pérdidas y ampliar la cobertura del servicio.

El Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas, ha seguido invirtiendo en la ampliación de la cobertura eléctrica, sobretodo en las zonas rurales del país. De 1993 a 1997, el Programa de Electrificación Nacional (PEN) ha ejecutado inversiones por un valor total de US\$ 311 millones que han beneficiado a 3.590,000 personas. Estas inversiones incluyen la potencia incrementada (146 MW) y la construcción de 5,055 Km. de líneas de tensión. Para el periodo 1998-2000, el PEN tiene proyectado invertir US\$ 315 millones. En síntesis, en el periodo 1993-1997, el PEN ha invertido un promedio de US\$ 60 millones anuales, previéndose un aumento a US\$ 100 millones anuales para el periodo 1998-2000.

De 1995 a 1997, el número de clientes regulados de Lima aumentó en casi 200,000 (un aumento del 16%), correspondiéndole 122,000 y 72,000 a Edelnor (19,7%) y Luz del Sur (13%), respectivamente.

Como consecuencia de las inversiones del PEN (y, en menor medida de las inversiones de las empresas distribuidoras de Lima, ciudad donde este coeficiente ya era bastante alto) el Coeficiente de Electrificación por Habitante (CEH) ha venido aumentando, pasando de 52% en 1990 a 68% en 1997. A pesar de ello, el CEH sigue siendo uno de los más bajos de América Latina. A modo de comparación, cabe mencionar que los países del Cono Sur de América Latina tienen un CEH superior al 90%. Brasil y Colombia se encuentran en niveles de 78 y 82%, respectivamente, mientras Bolivia y Paraguay tienen niveles de 56%. El PEN tiene proyectado lograr un nivel de cobertura de 75% en el 2000 a nivel nacional y a 40% en las zonas rurales (donde actualmente el CEH es de 25%).

El nivel de tarifas eléctricas de Perú permite obtener rentabilidades importantes, tanto en la generación como en la distribución. Recordemos que la nueva Ley garantiza una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 12% para las empresas del sector. Estaba previsto que las tarifas bajarían gradualmente hasta el año 2001, fecha en que estaría disponible el gas natural proveniente de Camisea. Sin embargo, a mediados de 1998, el desistimiento del consorcio SHELL/MOBIL para continuar el proyecto incidirá en un aumento de las tarifas eléctricas en el mediano plazo.

No ha sido posible desarrollar un análisis del ratio rentabilidad/patrimonio, debido a que casi todas las empresas se acogieron a un dispositivo legal de 1994 que dispone que, en el caso que las empresas lleven a cabo fusiones o divisiones, la revaluación de activos fijos que se lleve a cabo por tal motivo, tendrá un efecto directo sobre el aumento del patrimonio y, también, sobre la depreciación de los activos en el periodo.

Ello no obstante, el análisis de los ratios Utilidad Neta/Ingresos, así como la Generación Interna de Recursos (GIR, que comprende, básicamente la Utilidad Neta más la depreciación) muestran que las empresas tienen un flujo de caja que les permite cubrir ampliamente sus necesidades de inversión, proporcionándoles, además, niveles de rentabilidad positivos.

En 1997, las utilidades netas de todas las empresas eléctricas privatizadas alcanzaron la cifra de US\$ 203 millones lo que representa un incremento del 10% con respecto a 1996. Las empresas con mayores utilidades fueron la generadora EDEGEL, seguidas por las distribuidoras limeñas EDELNOR y Luz del Sur, en ese orden. Según la CONASEV, las empresas eléctricas en su conjunto, concentraron el 14% de las utilidades de las primeras 1.000 empresas del Perú en 1997.

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, en el caso peruano, ascendieron en 1993 al 22% de la energía producida, es decir, que se situaban en niveles bastante superiores a los internacionales (7 a 8%). Las pérdidas han disminuido de manera notable en los últimos años: en 1997 sólo representan el 14,6% del total. A nivel nacional, las pérdidas de todas las empresas

de distribución de energía disminuyeron de 2.029,964 a 1.686,957 MWh entre 1995 y 1997, lo que representa una importante reducción del 17%.

Las empresas eléctricas, tanto públicas como privadas, han llevado a cabo planes de reducción de personal con el objetivo de disminuir los costos operativos. En algunos casos se han puesto en marcha planes de aumento de la productividad mediante la implantación de nuevos procesos orientados hacia la mejora de la eficiencia económica, lo que también ha redundado en la disminución del número de trabajadores y, por lo tanto, de los costos laborales de la empresa. La disminución de personal en el conjunto del sector eléctrico ha disminuido en 17% de 1995 a 1997.

Puede afirmarse, finalmente, que el Estado peruano ha jugado un papel importante en los cambios estructurales producidos en el sector eléctrico peruano, mediante la promulgación de reformas legales y garantías especiales para la inversión extranjera. Asimismo, el proceso de privatización ha propiciado la intervención de empresas privadas, extranjeras y nacionales, en actividades que, anteriormente, estaban reservadas a la actividad empresarial del Estado.

BIBLIOGRAFÍA

- APOYO CONSULTORÍA S.A. (1997), “El sector eléctrico en el Perú”, Lima, febrero.
- Banco Wiese (1996), “Análisis Financiero de la empresa Luz del Sur”, Departamento Banca de Inversión, Lima, mayo.
- CAHUA, Empresa de Generación Eléctrica (1995-1996), Estados Financieros, Lima.
- Campodónico, Humberto (1998), “La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina”, Serie Medio Ambiente y Desarrollo No.9, CEPAL, Santiago.
- Comisión de Tarifas Eléctricas, Memorias Anuales, varios años.
- _____ (1995), Anuario Estadístico, Lima.
- _____ (1997), Boletín del Mercado Libre, Lima.
- _____ (1998), “Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano”, Lima.
- Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI, “El avance de la privatización”, Lima.
- _____ (1997), “Relación de miembros de los Comités Especiales de Privatización (CEPRI)”, Lima, marzo.
- Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. - EDEGEL, (1995-1996), Memoria Anual.
- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. – EDELNOR, (1995-1996), Memoria Anual.
- ELECTROPERU (1986), “Plan Maestro de Electricidad 1985”, Lima.
- _____ (1987), “Plan de saneamiento financiero del sub-sector eléctrico”, Lima.
- Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. – ETEVENSA (1996), Memoria Anual, Lima.
- HIDRANDINA S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A., Memoria Anual, varios años.
- Investa SAB (1997a), “Sector Eléctrico”, Investa Research, Lima.
- _____ (1997b), “Análisis de EGENOR”, Investa Research, Lima.
- Kurtz, David (1997), “Natural Gas in Latin America: Developments and Privatization”, Financial Times Energy Publishing, Londres.
- Luz del Sur S.A. (1995-1996), Memoria Anual.

Ministerio de Energía y Minas (1995), “Perú y su desafío: Negocios Eléctricos”, Dirección General de Electricidad, Lima.

_____ (1996), “Plan Referencial de Electricidad 1996-2005”, Lima.

_____ (1997a), “Perú: Visión del Sector Eléctrico Actual y su Futuro”, Lima.

_____ (1997b), “Estadística Eléctrica 1995 y 1996”, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadística, Lima.

_____ (1997c), “Atlas”, Lima.

_____ (1997d), “Plan Referencial de Energía”, Lima.

Prisma SAB (1997), “Informe sobre generación eléctrica y EDEGEL”, Lima.

Sánchez Albavera, Fernando (1992), “Las cartas sobre la mesa”, Ediciones DESCO, Lima.

ANEXOS

Anexo 1

MERCADO POTENCIAL EN POTENCIA PARA EL SIN (MW)

Año	Escenario Bajo				Escenario Medio				Escenario Alto			
	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)
		Térmica	Hidro			Térmica	Hidro			Térmica	Hidro	
2000	2 784	1 412	1 825	453	2 962	1 412	1 825	275	3 077	1 412	1 825	160
2001	2 938	1 281	1 825	168	3 212	1 281	1 825	- 106	3 460	1 281	1 825	- 354
2002	3 050	1 185	1 825	- 41	3 422	1 185	1 825	- 413	3 824	1 185	1 825	- 815
2003	3 140	1 175	1 825	- 140	3 539	1 175	1 825	- 539	3 961	1 175	1 825	- 961
2004	3 262	1 175	1 825	- 262	3 692	1 175	1 825	- 692	4 168	1 175	1 825	-1 168
2005	3 368	1 147	1 825	- 396	3 802	1 147	1 825	- 831	4 304	1 147	1 825	-1 332
2006	3 459	1 057	1 825	- 577	4 032	1 057	1 825	-1 150	4 592	1 057	1 825	-1 711
2007	3 578	1 057	1 825	- 696	4 159	1 057	1 825	-1 277	4 746	1 057	1 825	-1 864
2008	3 705	1 057	1 825	- 823	4 327	1 057	1 825	-1 445	4 945	1 057	1 825	-2 063
2009	3 805	967	1 825	- 1 013	4 466	967	1 825	-1 674	5 111	967	1 825	-2 319
2010	3 922	802	1 825	-1 295	4 631	802	1 825	-2 005	5 310	802	1 825	-2 683
2011	4 052	802	1 825	-1 425	4 815	802	1 825	-2 188	5 483	802	1 825	-2 856
2012	4 152	802	1 825	-1 525	5 004	802	1 825	-2 378	5 710	802	1 825	-3 083
2013	4 290	702	1 825	-1 763	5 205	702	1 825	-2 678	5 946	702	1 825	-3 419

- El balance de potencia y energía esta basado en los valores anuales.

- La capacidad de las plantas hidráulicas son valores efectivos anuales referidos a un año seco y el mes más crítico.

- La demanda resulta de multiplicar por un factor de simultaneidad de 0,95 a la suma aritmética de los sistemas que lo conforman, y de añadirsele el 5% de reserva para el sistema.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú (1997), Plan Referencial de Energía, Lima.

Anexo 2

MERCADO POTENCIAL EN ENERGÍA PARA EL SIN (GWh)

Año	Escenario Bajo				Escenario Medio				Escenario Alto			
	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)	Demanda	Oferta		Exc(+) Def(-)
		Térmica	Hidro			Térmica	Hidro			Térmica	Hidro	
2000	18 016	8 658	13 846	4 488	19 239	8 658	13 846	3 265	20 054	8 658	13 846	2 450
2001	19 088	7 855	13 846	2 613	21 088	7 855	13 846	613	22 888	7 855	13 846	-1 187
2002	19 799	7 265	13 846	1 312	22 457	7 265	13 846	-1 346	25 337	7 265	13 846	-4 226
2003	20 367	7 204	13 846	683	23 196	7 204	13 846	-2 146	26 210	7 204	13 846	-5 160
2004	21 139	7 204	13 846	- 89	24 159	7 204	13 846	-3 109	27 530	7 204	13 846	-6 480
2005	21 854	7 033	13 846	- 975	24 915	7 033	13 846	-4 036	28 456	7 033	13 846	-7 577
2006	22 432	6 481	13 846	-2 105	26 471	6 481	13 846	-6 144	30 438	6 481	13 846	-10 111
2007	23 188	6 481	13 846	-2 861	27 283	6 481	13 846	-6 956	31 417	6 481	13 846	-11 090
2008	23 995	6 481	13 846	-3 668	28 354	6 481	13 846	-8 027	32 678	6 481	13 846	-12 351
2009	24 628	5 929	13 846	-4 853	29 228	5 929	13 846	-9 453	33 738	5 929	13 846	-13 963
2010	25 426	4 917	13 846	-6 663	30 343	4 917	13 846	-11 580	35 062	4 917	13 846	-16 299
2011	26 253	4 917	13 846	-7 490	31 506	4 917	13 846	-12 743	36 168	4 917	13 846	-17 405
2012	26 892	4 917	13 846	-8 129	32 721	4 917	13 846	-13 958	37 606	4 917	13 846	-18 843
2013	27 772	4 304	13 846	-9 622	33 990	4 304	13 846	-15 840	39 116	4 304	13 846	-20 966

- El balance de potencia y energía esta basado en los valores anuales.

- La energía hidráulica esta basada en los valores anuales promedios referidos a un año seco y el mes más crítico.

- La energía térmica se basa en un factor de planta de 70% para todas las unidades

Fuente: Ministerio de Energía y Minas del Perú (1997), Plan Referencial de Energía, Lima.

Anexo 3
RESUMEN DEL ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS - 1995
(en US\$ millones)

	Ingresos	Gastos	Utilidad de Operación	GIR (*)	Impto Renta	Utilidad Neta	GIR/ Ingresos	Util.Neta/ Ingresos
Luz del Sur	263,5	229,9	33,6	50,4	12,1	33,5		
Ede-Canete	1,1	1,5	-0,4	-0,2	0,0	-0,3		
	264,6	231,4	33,2	50,2	12,1	33,2	19,0%	12,5%
Edelnor	244,6	216,8	27,8	49,1	0,0	49,5		
Ede-Chancay	4,7	5,1	-0,4	0,4	0,0	-0,4		
	249,3	221,9	27,4	49,5	0,0	29,1	19,9%	19,7%
Electro Sur Medio	24,0	23,6	0,4	3,2	0,0	1,7	13,2	7,0%
Total Emp.Privadas	537,9	476,9	61,0	102,9	12,1	83,9	19,1%	15,6%
Total Emp.Públicas (1)	273,4	311,1	-37,7	13,3	0,00	-83,7	4,9%	-30,6%
Total Distribuidoras	811,4	788,0	23,3	116,2	12,1	0,2	14,3%	0,0%
Edegel	143,7	95,5	48,3	68,9	12,5	32,4	47,9%	22,5%
Etevensa	53,1	44,6	8,5	10,8	0,0	6,0	20,3%	11,2%
Cahua	14,3	4,7	9,6	10,4	2,8	6,7	72,5%	46,9%
Egenor (2)	15,0	15,0	0,0	1,5	0,1	0,2	10,1%	1,3%
Total Emp.Privadas	226,1	159,7	66,4	91,5	15,4	45,2	40,5%	20,0%
Total Emp. Públicas (3)	364,5	281,5	83,0	190,0	1,1	32,5	52,1%	8,9%
Total Generadoras	590,6	441,2	149,3	281,5	16,5	77,7	47,7%	13,2%
Etecen	33,2	25,6	7,6	17,2	0,0	8,0	51,9%	24,2%
Etesur	3,6	6,2	-2,5	1,4	0,0	-1,9	38,6%	-51,6%
Total Transmisores	36,8	31,8	5,0	18,6	0,0	6,1	50,6%	16,7%
TOTAL GENERAL	1438,7	1261,0	177,7	416,3	28,6	84,1	28,9%	5,8%

GIR= Generación Interna de Recursos

(1) Comprende ElectroSur, ElectroCentro, Seal, ElectroSurEste, Hidrandina, ElectroNorte, ElectroOriente, ElectroUcayali, Coelvisa, Dersa

(2) Se privatizó en junio de 1996.

(3) Comprende ElectroPerú, Egasa, Egemsa, Gera, CH Virú y Egesur.

Tipo de cambio: S/.2,37 por US dólar

Fuente: CTE, Anuario Estadístico 1995. Elaboración propia.

Anexo 4
RESUMEN DEL ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS - 1996
(en US\$ millones)

	Ingresos	Gastos	Utilidad de Operación	GIR (*)	Impto Renta	Utilidad Neta	GIR/ Ingresos	Util.Neta/ Ingresos
Luz del Sur	283,3	241,6	41,7	57,2	16,4	41,8	20,2%	14,8%
Ede-Canete	4,2	4,8	-0,6	0,1	0,0	0,1	2,1%	1,6%
Sub-total	287,5	246,4	41,1	57,3	16,4	41,9	19,9%	14,6%
Edelnor	267,7	240,9	26,8	44,5	0,0	40,7	16,6%	15,2%
Electro Sur Medio	26,0	26,3	-0,3	2,0	0,0	1,4	7,7%	5,3%
Total Emp.Privadas	581,2	513,6	67,6	103,8	16,4	84,0	17,9%	14,4%
Total Emp.Públicas (1)	289,3	307,8	-18,5	20,2	0,0	-11,7	7,0%	-4,1%
Total Distribuidoras	870,5	821,4	49,1	124,0	16,4	72,3	14,2%	8,3%
Edegel	142,3	66,7	75,6	106,1	12,6	70,6	74,6%	49,6%
Etevensa	30,4	25,5	4,9	8,7		7,8	28,5%	25,8%
Cahua	12,0	3,3	8,7	9,3	2,4	6,2	77,5%	51,8%
Egenor (2)	82,0	58,5	23,5	31,9		16,0	38,8%	19,5%
Total Emp.Privadas	266,7	154,0	112,7	155,9	15,0	100,6	58,5%	37,7%
Total Emp. Públicas (3)	366,2	220,4	145,8	220,5	6,6	100,0	60,2%	27,3%
Total Generadoras	632,9	374,4	258,5	376,4	21,6	200,7	59,5%	31,7%
Etecen	37,1	24,9	12,2	27,6	3,1	19,8	74,5%	53,3%
Etesur	5,8	6,6	-0,8	3,2		0,4	55,8%	6,1%
Total Transmisores	42,9	31,5	11,4	30,9	3,1	20,1	72,0%	46,9%
TOTAL GENERAL	1546,3	1227,3	319,0	531,3	41,2	293,1	34,4%	19,0%

GIR= Generación Interna de Recursos

(1) Comprende ElectroSur, ElectroCentro, Seal, ElectroSurEste, Hidrandina, ElectroNorte, ElectroOriente, ElectroUcayali, Coelvisa, Dersa

(2) Se privatizó en junio de 1996.

(3) Comprende ElectroPerú, Egasa, Egamsa, Gera, CH Virú y Egesur.

Tipo de cambio: S/.2,59 por US dólar: Anuario estadístico CTE, pp.58-59.

Fuente: CTE, Anuario Estadístico 1996. Elaboración propia.

Anexo 5
RESUMEN DEL ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS - 1997
(en US\$ millones)

	Ingresos	Gastos	Utilidad de Operación	GIR (*)	Impto Renta	Utilidad Neta	GIR/ Ingresos	Util.Neta/ Ingresos
Luz del Sur	296,5	250,4	46,2	64,3	20,4	47,4	21,7%	16,0%
Ede-Canete	4,4	4,5	-0,2	0,5	0,0	0,4	12,4%	9,1%
Sub-total	300,9	254,9	46,0	64,9	20,4	47,8	21,6%	15,9%
Edelnor	298,3	260,6	37,7	66,5	0,0	53,5	22,3%	17,9%
Electro Sur Medio	28,1	28,5	-0,5	2,2	0,0	-0,5	8,0%	-1,9%
Total Emp.Privadas	627,2	544,0	83,2	133,6	20,4	100,8	21,3%	16,1%
Total Emp.Públicas (1)	296,8	314,4	-17,5	-21,0	1,1	-25,9	7,1%	-8,7%
Total Distribuidoras	924,0	858,3	65,7	154,6	21,5	74,9	16,7%	8,1%
Edegel	161,7	107,1	54,6	81,4	0,0	59,5	50,3%	36,8%
Etevensa	74,6	63,8	10,8	16,4	0,0	12,1	22,0%	16,2%
Cahua	12,4	4,5	7,9	9,3	2,0	6,1	75,4%	49,2%
Egenor (2)	85,9	67,5	18,4	38,2	1,1	20,8	44,5%	24,2%
EE PIURA	29,6	31,0	-1,4	2,3	0,0	0,4		
Total Emp.Privadas	364,2	273,9	90,3	147,6	3,1	98,8	40,5%	27,1%
Total Emp. Públicas (3)	445,5	286,7	158,8	228,8	10,8	147,1	51,4%	33,0%
Total Generadoras	809,7	560,7	249,0	376,4	14,0	245,9	46,5%	30,4%
Etecen	55,9	23,7	32,2	26,4	7,8	15,3	47,1%	27,3%
Etesur	8,1	6,3	1,8	3,1	0,0	1,1	38,2%	14,1%
Total Transmisores	64,0	30,1	34,0	29,5	7,8	16,4	46,0%	25,6%
TOTAL GENERAL	1797,8	1449,0	348,7	560,6	43,3	337,2	31,2%	18,8%

GIR= Generación Interna de Recursos

(1) Comprende ElectroSur, ElectroCentro, Seal, ElectroSurEste, Hidrandina, ElectroNorte, ElectroOriente, ElectroUcayali, Coelvisa, Dersa

(2) Se privatizó en junio de 1996.

(3) Comprende ElectroPerú, Egasa, Egemsa, Gera, CH Virú y Egesur.

Tipo de cambio: S/2,71 por US dólar..

Fuente: CTE, Anuario Estadístico 1997. Elaboración propia.

Notas

¹ "Las actividades de generación, de transmisión -pertenecientes al Sistema Principal- y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos por la ley", Art. 122 de la Ley 25844.

² A principios de 1997 se realizó la conexión entre estos dos últimos, conformándose el Sistema Interconectado Sur (SISUR).

³ "En lo que se refiere a los sistemas eléctricos aislados, el proceso de privatización contempla la transferencia a una sola empresa cuya actividad incluya la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Lo anterior es posible ya que la Ley establece que para magnitudes de generación y distribución tan pequeñas como las registradas por estos sistemas, no es necesario que las actividades sean desarrolladas por dueños distintos" (APOYO 1997, p. 17).

⁴ Se esperaba que la explotación del gas de Camisea, que contiene 12 billones de pies cúbicos, así 650 millones de barriles de condensados de petróleo, por el consorcio Shell-Mobil cambiara esta situación. Sin embargo, la rescisión del contrato con el consorcio, en julio de 1998, ha postergado la explotación del recurso

⁵ Ver ELECTROPERU (1987), p. 14.

⁶ Durante varios años las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que representaron en 1989 más del 150% de sus ingresos, al llegar a US\$ 226 millones ese año. Ello afectó también su generación interna de recursos, expresada como la diferencia entre sus ingresos y gastos operativos, sin considerar las provisiones (CTE, 1998).

⁷ Las tarifas vigentes no estimulaban a los consumidores a racionalizar su consumo de energía eléctrica, por lo que la demanda se concentraba en las horas de punta. Esto ocasionaba mayores gastos de combustible para cubrir los picos de consumo en hora de punta -lo que lleva a una baja utilización de la capacidad instalada durante el resto del tiempo- y, por el contrario, a un adelanto de las inversiones para cubrir la mayor demanda en las horas de punta.

⁸ Las distorsiones en materia de eficiencia y asignación de recursos dentro del sector eléctrico fueron tratadas de corregir en 1986, cuando la CTE propuso la "Nueva Tarifa de Energía Eléctrica", la que trataba de determinar niveles tarifarios que cubrieran el costo medio de producción de energía eléctrica para el servicio público, con una estructura horario-estacional basada en costos marginales, con el fin de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional. No obstante, este esquema no fue aplicado (CTE, 1998, p. 39).

⁹ "En los dos últimos años de los 80, las tarifas eléctricas alcanzaron un promedio de solo US\$ 2 ctvos Kw/hora, mientras que los costos operativos -sin incluir la rentabilidad del capital invertido - eran de US\$ 5 centavos, sin considerar el servicio de la deuda, y de US\$ 6,4 centavos, incluyendo estas obligaciones" (Sánchez Albavera 1992, p. 60).

¹⁰ En enero de 1998, PROMCEPRI realizó la licitación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, de 400 Km. de longitud, la misma que interconectará ambos sistemas. La concesión la ganó el consorcio Hydro-Québec International por US\$ 179 millones.

¹¹ Esta representación de las empresas generadoras y distribuidoras no sucede en otros países. También hay que resaltar que los usuarios no están representados en la CTE.

¹² El precio básico de **energía** se define como un promedio ponderado de los costos marginales de corto plazo esperados para los próximos cuatro años, considerando la demanda de energía prevista y el parque generador existente y programado para entrar en operación en dicho período. El precio básico de la **potencia** de punta se refiere a la anualidad del costo de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. El monto de inversión es determinado considerando el costo del equipo, instalación y conexión del sistema y el costo fijo del personal involucrado.

¹³ En transmisión y distribución el sistema económicamente adaptado es el modelo de eficiencia empresarial con el que se compara el rendimiento de las empresas concesionarias eléctricas.

¹⁴ "La tarifa eléctrica está compuesta en un 60% por el costo de generación, 5% por costos de transmisión y 35% por costos de distribución. Si aceptábamos el argumento de las distribuidoras, el VAD se hubiera duplicado" (declaraciones del Presidente de la CTE, Eduardo Zolezzi, Diario Gestión, Lima, 11/3/98, p. 33).

¹⁵ Las tarifas en barra pueden volver a aumentar, debido a que no se concretó el proyecto de explotación del gas de Camisea con el consorcio SHELL/MOBIL en julio de 1998.

¹⁶ La CEPRI no ha dado a conocer la metodología que fija los criterios para determinar el precio base. Esto dificulta los análisis de rentabilidad, los mismos que podrían realizarse calculando los ingresos futuros, sobre la base de pronósticos bastante confiables del incremento de la demanda y la probable evolución de las tarifas.

¹⁷ Abarca desde Marcona, al sur de Lima, hasta Piura, así como la zona central ubicada entre Ayacucho y Tingo María.

¹⁸ ETECEN posee 2,300 Km. de líneas de diferente tensión del total de 5,839 Km. existentes en el SICN. De su lado, ETESUR posee 711 de los 1,460 Km. del SISUR.

¹⁹ El objetivo básico del Plan Referencial es mostrar la situación presente y futura del negocio de electricidad en los sistemas interconectados, así como de los sistemas aislados más importantes del país, con la finalidad de: a) Presentar a los agentes económicos los mercados potenciales y reales del negocio eléctrico que requieren inversiones en las áreas de generación, transmisión y distribución y; b) orientar a los Comités de Operación Económica del Sistema (COES) en la determinación del plan de obras para el cálculo de las tarifas en el sector (Ministerio de Energía y Minas).

²⁰ “En estos momentos, el sistema tiene una sobreoferta de 1,500 MW. A un ritmo de crecimiento de 5 a 6%, se tendría capacidad suficiente para atender adecuadamente la demanda por unos 6 a 7 años” (declaraciones del Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, Diario “Gestión”, 5/3/98).

²¹ En este trabajo hemos considerado únicamente el Balance del SIN, debido a que recientemente se ha otorgado la concesión para la construcción de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, que unirá los SICN y SISUR, a fines de 1999.

²² Ver Anexos 1 y 2 para la evolución anual de los pronósticos de los escenarios bajo, medio y alto.

²³ La DEP está encargada de implementar el PEN, que comprende proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, principalmente en zonas aisladas y rurales, donde el proceso de privatización no puede implementarse porque no existe mercado constituido.

²⁴ La compra de ETEVENSA se realizó bajo la modalidad de capitalización, es decir que el consorcio recibe las acciones de la empresa con el compromiso de invertir US\$ 120 millones. Esto debe tomarse en cuenta con el objetivo de no duplicar cifras.

²⁵ El total de la inversión asciende a US\$ 252 millones, incluyendo desarrollo de campos de gas natural, ductos y líneas de transmisión. Este proyecto obtuvo un crédito del BID por US\$ 60 millones en diciembre de 1996.

²⁶ En abril de 1997, Enersur compró la central térmica de Ilo a la empresa minera Southern Peru Copper Corporation. En marzo de 1998, el BID aprobó un importante préstamo de US\$ 330 millones a Enersur, lo que equivale al 75% de la inversión del proyecto.

²⁷ “El Ministro de Energía y Minas, Daniel Hokama, agregó que se encuentran desarrollando San Gabán y Yuncán porque las condiciones de los préstamos son bastante buenas. Explicó que en San Gabán el préstamo es a 20 años con 7 de gracia y la tasa de interés es 2% anual; en Yuncán el préstamo es por 30 años, 9 de gracia y una tasa de interés menor al 1%” (Gestión, 14/7/98).

²⁸ De acuerdo a cálculos de la CTE, actualmente la reserva de potencia del sistema es de 45%. Este nivel excede ampliamente los promedios internacionales de reserva de potencia.

²⁹ En síntesis, el Estado sigue manteniendo una importante presencia en el sector: “en el periodo 1997-2000 los proyectos de transmisión se pueden diferenciar en líneas de transmisión y subestaciones de alta tensión, de un lado; y en proyectos de electrificación rural, de otro. En el primer caso, se tiene programado construir 3,200 Km. de líneas de transmisión con una inversión estimada de US\$ 315 millones en 43 proyectos. En lo que respecta a pequeños sistemas eléctricos, se tiene planeado construir 18,000 Km. de líneas de transmisión con una inversión de US\$ 440 millones que permitirá integrar a 5,325 localidades con 2,3 millones de beneficiados. En generación local se espera construir 100 minicentrales hidroeléctricas e instalar 72 grupos electrógenos. Actualmente el 65% de la población recibe energía eléctrica y para el año 2000 se espera llegar al 75%” (declaraciones del Director Ejecutivo de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, Diario “Gestión”, Lima, 6/11/96).

³⁰ Algunos de los programas puestos en marcha por estas empresas son: cambio de medidores comunitarios por redes y medidores individuales; normalización de conexiones de distribución de energía, así como las conexiones domiciliarias; construcción y ampliación de subestaciones de transmisión; mejoramiento de la calidad del servicio de los alimentadores y redes de baja tensión.

³¹ Lamentablemente, no ha sido posible trabajar directamente los Estados Financieros, debido a que la revaluación de activos fijos (ver más adelante) llevada a cabo por las empresas no permite establecer cifras comparativas para los distintos años.

³² Ver “El Sector eléctrico en el Perú”, Apoyo SA, febrero de 1997, p. 12.

³³ “La demanda de energía eléctrica durante la década del 90 ha superado la tasa de crecimiento del PBI en un promedio del 20%. Se espera que esta tendencia se mantenga en los próximos 10 años, sobretodo por el aumento de la demanda de las empresas mineras” (ELECTROPERU, Memoria Anual 1997, p. 16).

³⁴ En 1997, no se incluye la facturación de las nuevas empresas eléctricas ElectroAndes, Enersur y Shougang (por un total de US\$ 77 millones) para poder realizar un análisis comparativo. Estas tres empresas se constituyeron como empresas independientes del sector eléctrico, después de haber sido vendidas por sus antiguos propietarios, empresarios minero.

³⁵ “Este mayor monto se explica en parte por el aumento de los ingresos financieros, así como por la reducción en casi una sexta parte del resultado exposición a la inflación” (Memoria CTE 1997, p. 40).

³⁶ La utilidad frente a ingresos de las 11 compañías eléctricas se ubicó alrededor de 20%, mientras que las primeras 1,000 empresas reportaron en promedio una utilidad frente a ingresos de 5,5% (Gestión, 23/12/97).

³⁷ En el caso peruano las provisiones del ejercicio son: la depreciación de los inmuebles, maquinaria y equipo; la compensación por tiempo de servicios a los trabajadores; la provisión por cuentas de cobranza dudosa y otras provisiones. Para un análisis detallado de la generación interna de recursos, véase el “Anuario Estadístico”, de la Comisión de Tarifas Eléctricas; asimismo, los anexos 3, 4 y 5 del presente trabajo.

³⁸ “La mencionada fusión tuvo como finalidad, entre otras, acogerse a los beneficios contemplados en la Ley 26283, Exoneración Tributaria de los Actos de Fusión o División de Empresas” (Memoria Anual 1996 de EDELNOR, p. 50).

³⁹ “Con el objeto de incrementar la eficiencia de la compañía, conforme al régimen de la Ley 26283, se efectuó un proceso de escisión en virtud del cual se constituyó una sociedad a la que se denominó EDEGEL SA, quedando la antigua razón social de EDEGEL con la nueva denominación de Talleres Moyopampa SA (Memoria Anual EDEGEL 1996, p. 17).

⁴⁰ La Junta General de Accionistas también acordó una nueva denominación para la compañía: Empresa de Generación Eléctrica PARIAC (Gestión, 13/10/97).

⁴¹ EDEGEL, Memoria Anual 1996, p. 41.

⁴² “La Utilidad Neta fue de S/. 20,3 millones. No se devenga impuesto a la renta ni participación a los trabajadores debido a que, tributariamente, la pérdida asciende aproximadamente a S/. 16,9 millones, proveniente principalmente de las mayores tasas de depreciación utilizadas para fines tributarios” (ETEVENSA, Memoria Anual 1996, p. 1).

⁴³ “El número de empleados en Luz del Sur y EDELNOR disminuyó de 2667, al momento de la privatización, a 1874 a junio de 1996, lo que representó una reducción equivalente al 30%. De esta manera, el ratio clientes por empleado se incrementó en 64% (de 412 a 677)” (APOYO SA, “El sector eléctrico”, febrero de 1997, p. 17).

⁴⁴ “El 5 de enero de 1996 EDEGEL tomó la difícil decisión de reducir su personal en casi un 50%, siendo los trabajadores cesados debidamente compensados. La sociedad cuenta actualmente con 328 trabajadores” (Memoria EDEGEL 1996, p. 13). En términos monetarios, esto representó un menor costo de 32 millones de soles (US\$ 13 millones).

⁴⁵ “Otro aspecto destacable en el plano comercial ha sido la administración de grandes clientes, especialmente aquellos de precio libre. Se ha logrado plenamente una atención personalizada y de alto nivel, lo que ha sido muy bien evaluado y favorece buenas relaciones comerciales de largo plazo. Se suscribieron seis nuevos contratos de suministro con clientes de precio libre, entre los cuales cabe destacar el Jockey Plaza Shopping Center, importante centro comercial”(Memoria Luz del Sur 1996, p. 18).

⁴⁶ Ver “EDEGEL, Empresa de Generación Eléctrica”, Prisma SAB (Sociedad de Agentes de Bolsa), Lima, 10/6/97, p. 2.

⁴⁷ “Con respecto a los hurtos de electricidad, durante 1996 se continuó con los diversos planes de control de este problema que afecta a todas las empresas del país y a la comunidad en general, debido a los daños y perjuicios que implica. El esfuerzo desplegado por Luz del Sur ha permitido reducir estas pérdidas eléctricas, lográndose la meta fijada al inicio del período”(Memoria Luz del Sur 1996, p. 10).

⁴⁸ Ver Prisma SAB (1997): Informe sobre generación eléctrica y EDEGEL, Lima.

⁴⁹ La empresa indica que esta es la primera de 3 operaciones por un total de US\$ 60 millones, para financiar el plan de expansión de la empresa (en realidad, el compromiso de inversión que viene desde la privatización, NDLR). La inversión en Cañón del Pato y Carhuaquero será de US\$ 100 millones, de los cuales 40 vendrán de recursos propios y el saldo de los bonos (Gestión, 6/6/98).