

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA Y
CIENCIAS SOCIALES



IMPACTO DE LA PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR
ELECTRICO EN EL PERÚ

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE :

INGENIERO ECONOMISTA

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS

ELABORADO POR:

JOSE HUMBERTO ALVAREZ MANYARI

LIMA – PERÚ

2002

I. CURRICULUM VITAE

II. INFORME DE SUFICIENCIA

“Dedico el presente Informe de Sustentación, a mis padres Jesús Manyari y Humberto Alvarez por el cariño y esfuerzo que mostraron en la educación de sus hijos”.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. PRIVATIZACION DEL SECTOR ELECTRICO	2
1.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN EL PERU	2
1.2 MARCO LEGAL EN EL PROCESO DE PRIVATIZACION	5
1.3 ORGANISMOS REGULADORES	12
1.4 OBJETIVOS ESTABLECIDOS EN LA PRIVATIZACION DEL SECTOR ELECTRICO	14
2. RESULTADOS ALCANZADOS	15
2.1 INGRESOS OBTENIDOS	15
2.2 INVERSIONES REALIZADAS	16
2.3 COBERTURA DEL SERVICIO ELECTRICO	17
2.4 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA PER CAPITA	18
2.5 POTENCIA INSTALADA	19
2.6 PRODUCCION DE ENERGIA	20
2.7 VENTA DE ENERGIA	21
2.8 TARIFAS ELECTRICAS	22
3. CONTROVERSIAS POSTERIORES A LA PRIVATIZACION	31
3.1 CONCENTRACION DEL MERCADO ELECTRICO	31
3.2 FONDO DE COMPENSACIÓN ELECTRICA (FOSE)	33
3.3 CONVENIOS DE ESTABILIDAD JURÍDICA	34
3.4 CALCULO DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO	36

3.5 LA PRIVATIZACION DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL MANTARO	37
4. PROPUESTAS PARA FUTURAS PRIVATIZACIONES	39
4.1 TARIFAS SOCIALES E INVERSIÓN SOCIAL	39
4.2 PARTICIPACIÓN DE USUARIOS EN LA REGULACIÓN	39
4.3 NUEVAS FORMAS DE PRIVATIZAR	40
5. COMENTARIOS	42
6. CONCLUSIONES	45
BIBLIOGRAFÍA	48

INTRODUCCIÓN

Dentro del marco de reformas estructurales y el programa de estabilización económica aplicadas durante la década del noventa, se desarrolló el proceso de privatización de las empresas en poder del Estado.

La privatización de las empresas estatales formaba parte de la política neoliberal aplicada en América Latina a finales de la década del ochenta, siendo su aplicación justificada por el manejo político y no técnico en la gestión de las empresas estatales lo que ocasionaba grandes pérdidas al Estado, lo cual se reflejaba en el deterioro de las cuentas fiscales y la inadecuada atención en la provisión de bienes y servicios por parte de estas empresas.

El Proceso de Privatización del Sector Eléctrico en el Perú no solo comprendió el cambio de propiedad de las empresas en poder del Estado, también fue justificado para mejorar la eficiencia del servicio prestado, por que lo que sé hacia interesante evaluar este proceso no sólo por el ingreso que percibió el Estado por las transferencias y concesiones de empresas eléctricas, también debía ser evaluado en la mejora del servicio brindado y el comportamiento de las tarifas eléctricas.

El presente Informe de Suficiencia trata de evaluar los resultados y beneficios alcanzados por la Privatización de las empresas eléctricas, a nivel de ingresos obtenidos, inversiones realizadas, cobertura del servicio, consumo de energía eléctrica, potencia instalada, producción, ventas y el comportamiento de las tarifas eléctricas, así como algunas controversias originadas posteriores al Proceso de Privatización de las empresas eléctricas.

1 PRIVATIZACION DEL SECTOR ELECTRICO

1.1 ANTECEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN EL PERU

Hasta el año 1992 la actividad del Sector se encontraba bajo la gestión del Estado, estando la inversión privada excluida de participar en el desarrollo eléctrico nacional.

En ese entonces, el Perú registraba un coeficiente de electrificación (números de hogares con servicio eléctrico) de apenas 48.4%, uno de los más bajos de América Latina, poniendo en evidencia que más de la mitad del país carecía de electricidad; es de notar que a pesar de incrementarse el número de clientes en un 30.3% durante el periodo 1986-1992, el coeficiente de electrificación solo se incrementa en un 4.1% para dicho periodo (véase Tabla I).

Tabla I
Coeficiente de Electrificación (CE)

Año	Clientes	CE
1986	1'538,098	44.3%
1987	1'628,902	45.7%
1988	1'741,370	47.5%
1989	1'79,0701	47.8%
1990	1'861,519	46.7%
1991	1'953,302	48.0%
1992	2'004,580	48.4%
Var. % 86-92	30.3%	4.1%

Fuente: Comisión de Tarifas de Energía.

Las inversiones realizadas en el Sector Eléctrico presentaron un crecimiento durante el periodo de 1980-1985, con el consecuente incremento de la potencia

anual, sin embargo para el periodo 1986-1993 se reduce tanto la inversión como el incremento de la potencia anual (véase Tabla II), producto de la crisis financiera ocurrida en dicho período, lo cual determinó que la brecha entre la gente que contaba con servicios eléctricos y aquella que carecía de los mismos, fuera cada vez mayor.

Tabla II
Inversiones Realizadas

Período	Inversiones US\$MM	Inversiones % PBI	Incremento de Potencia Anual (MW)
70-79	178,6	0,52%	85
80-89	490	1,29%	75
80-85	656	1,74%	88
86-90	222,2	0,57%	45
90-93	96,4	0,24%	49

Fuente: ELECTROPERU.

Las pérdidas de energía en los sistemas de distribución, registraban una tendencia creciente, situándose en 21.8% en el año 1993 (véase Tabla III).

Tabla III
Pérdidas de Energía en la Distribución

Año	%
1990	13.9
1991	15.4
1992	18.2
1993	21.8

Fuente: Comisión de Tarifas de Energía.

Las Tarifas Eléctricas eran manejadas con criterios políticos, siendo ellas inferiores a los costos de operación, dando como resultado cuantiosas pérdidas

de las empresas eléctricas y, consecuentemente, la ausencia de recursos para expandir la frontera eléctrica y mejorar la calidad de los servicios existentes.

Hasta 1986, se contaba con un sistema de tarifas basado en el concepto de costos contables, coexistiendo una diversidad de tarifas a usuarios finales distribuidas de acuerdo a la actividad desarrollada: industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario; así también la compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el sector eléctrico no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino mediante 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, a consecuencia de las diferentes fuentes energéticas utilizadas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban.

En el periodo de 1987-1990 se introdujo un nuevo sistema tarifario, por la cual las tarifas sufrieron un incremento real de 7% por encima de la inflación, sin embargo esto no generó los recursos necesarios para lograr una situación financiera adecuada para las empresas eléctricas. En agosto de 1990 se produjo un reajuste de 784%, lo que redujo gran parte del subsidio estatal.

Este desbalance entre costos y precios puede apreciarse claramente en el año 1989, año en que la tarifa eléctrica solamente cubrió el 39% de los costos medios de operación de las empresas del sector, recuperándose en los años 1990 y 1991 producto del reajuste de precios experimentado (véase Tabla IV, página 5).

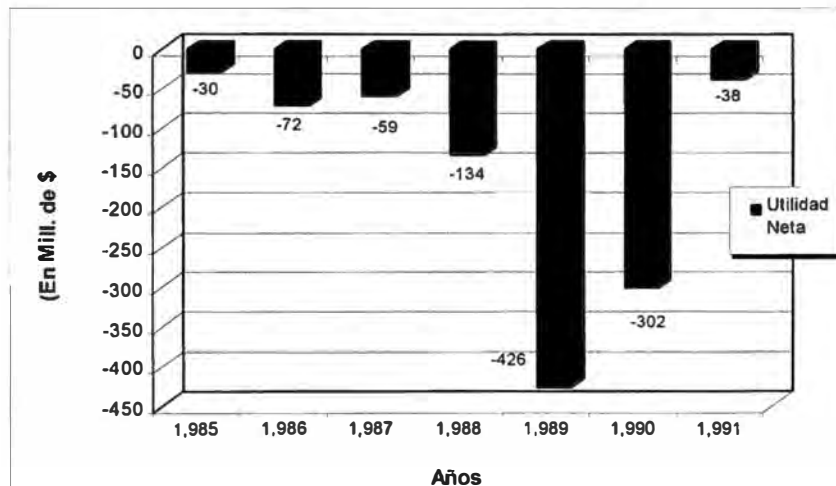
Tabla IV
PRECIO MEDIO Y COSTO MEDIO OPERATIVO DE LA
ELECTRICIDAD (CTV. US\$/KWH)

Año	Precio medio (1)	Costo medio (2)	Relación (1)/(2)
1985	3.64	3.33	109.5%
1986	3.37	5.11	65.9%
1987	2.28	2.63	86.7%
1988	1.50	2.27	66.1%
1989	1.90	4.83	39.3%
1990	4.57	6.19	75.8%
1991	4.65	5.08	91.5%

Fuente: CTE, Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano.

El resultado de lo anteriormente descrito trajo como consecuencia que la Utilidad de las empresas eléctricas presentara resultados negativos durante el periodo 1985-1991, llegando a obtener como perdida la suma de \$426 Millones en el año 1989 (véase Figura 1), con el consiguiente efecto negativo en sus ya mínimos programas de inversiones (véase Tabla II, página 3).

Figura 1
UTILIDAD NETA DE ELETROPERU 1985-1991



Fuente: ELECTROPERU

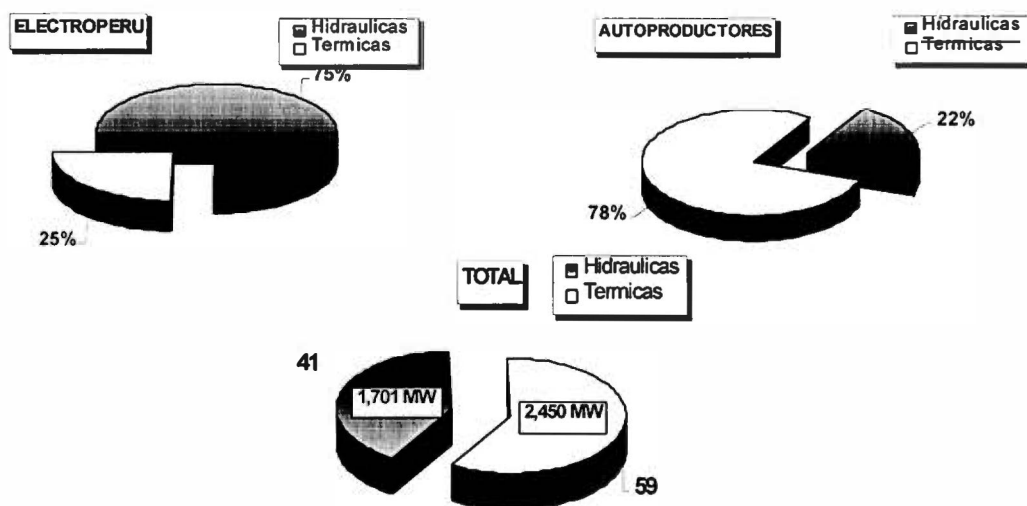
Para el Año 1992 la Potencia Instalada fue de 4,151 MW, de las cuales corresponden 1,701 MW (41%) a centrales hidráulicas y 2,450 MW a centrales

térmicas, contribuyendo ELECTROPERU con una potencia de 2,885 MW (75%) y a autoprodutores 1,266 (25%). (véase Fig.2).

Figura 2

POTENCIA INSTALADA – AÑO 1992

Fuente : ELECTROPERU



1.2 MARCO LEGAL EN EL PROCESO DE PRIVATIZACION

Dentro de este contexto, se decidió promover la inversión privada en el sector eléctrico, con la promulgación del Decreto Ley No. 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas) que implementa en el Perú un nuevo modelo regulatorio para la actividad eléctrica, el cual es denominado “Modelo Marginalista con Competencia en el Mercado Mayorista”¹, cuyas características más representativas son:

- a) La desintegración vertical o segmentación de las tres actividades que se desarrollan en el mercado (generación, transmisión y distribución), con la

¹ Informativo Mensual de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, Año VII, N°11 Pag.16

consecuente especialización de las empresas eléctricas en cada una de estas actividades.

- **Generación**

La actividad de generación involucra las centrales eléctricas y sus instalaciones de transmisión (sub-estaciones de transformación y líneas) necesarias para transportar la energía producida y colocarla a disposición de los clientes.

El proceso de privatización se desarrolla en un entorno de libre competencia, las barreras de entrada y salida al mercado son administradas a través de las concesiones para la generación hidroeléctrica y para el caso de las de generación térmica mediante los permisos otorgados por el Ministerio de Energía y Minas.

El nuevo marco legal dispone la formación de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES), que agrupan a las empresas de generación y transmisión, con la finalidad de coordinar la transferencia de energía entre sus miembros, al mínimo costo. De esta forma, los COES buscan otorgar garantías suficientes para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y promueve un entorno de libre competencia entre generadores.

- **Transmisión**

Los operadores de sistemas de transmisión requieren de una concesión cuando sus instalaciones afectan a bienes del Estado. La transmisión tiene como principal objetivo facilitar la transferencia de energía desde los generadores a los clientes (distribuidores y/o usuario

final), cubriendo los costos de transmisión a través de un peaje por conexión que pagan los generadores.

Esta actividad se subdivide en transmisión principal y transmisión secundaria. El sistema principal esta conformado por las líneas de transmisión que unen sub-estaciones o barras base, permitiendo el libre tránsito de la electricidad sin asignar responsabilidad particular a ningún generador por dicho tránsito, constituyéndose un mercado mayorista para el desarrollo de las transacciones del negocio eléctrico. El sistema secundario esta conformado por las sub-estaciones de líneas y barra de transmisión en las cuales es posible identificar al usuario responsable del uso de dichas instalaciones, permitiendo colocar la energía en el mercado mayorista ó directamente a un cliente final (generador, distribuidor ó cliente final).

- **Distribución**

La concesión para la distribución se obtiene en una determinada área geográfica estando obligados a prestar servicio eléctrico a quien lo requiera dentro de su área de concesión. Asimismo, están obligados a tener contratos vigentes con las empresas generadoras que cubran sus requerimientos de potencia y energía, como mínimo, durante los siguientes 24 meses.

La actividad de distribución esta conformada por redes de media tensión (MT) y redes de baja tensión (BT) necesaria para distribuir la energía comprada a los generadores desde el mercado mayorista hacia los consumidores o usuarios finales

- b) La eliminación de barreras de acceso al mercado y la promoción de la iniciativa privada para el desarrollo de las actividades eléctricas.**

Para lo cual se promulgaron dispositivos legales para promover la competencia y la inversión privada nacional y extranjera en el país como son: el Decreto Legislativo N° 674 Ley de Promoción de la Inversión Privada, acuerdos multilaterales de protección a la inversión (MIGA, OPIC), se dictaron el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (Decreto Supremo N° 009-93-EM), mediante los cuales se materializó la reestructuración del sector eléctrico nacional, promoviendo la inversión privada en el sector, creando un marco regulador moderno en diversas materias como: la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores.

Las concesiones y autorizaciones pueden ser temporales o definitivas, siendo otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, para las realizar las siguientes actividades:

- Generar energía eléctrica con recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW.
- Transmitir energía eléctrica en las instalaciones que afecten la propiedad del Estado o se requiera derecho de paso.
- Distribuir energía eléctrica a través de una empresa de servicios públicos, cuya demanda sea mayor a 500 KW.

Las autorizaciones son requeridas para la generación termo, hidro y geotérmica (ésta última no requiere concesión) cuando la potencia instalada es mayor a 500 KW.

Por otro lado, en noviembre de 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que norma las concentraciones de tipo vertical u horizontal del sector, con el fin de evitar actos destinados a disminuir, dañar o impedir la competencia y libre concurrencia en el mercado eléctrico.

Particularmente, la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI debe autorizar previamente cualquier acto de concentración horizontal que involucre, directa o indirectamente, a la empresa de generación, transmisión o distribución eléctrica que posea, de manera conjunta o separada, un porcentaje igual o mayor al 15 por ciento del mercado. En el caso de integración vertical, el porcentaje de referencia es de 5 por ciento de cualquiera de los mercados involucrados.

c) Libertad o regulación de precios en función de los niveles de competencia.

Los precios correspondientes a suministros y operaciones que puedan efectuarse en condiciones de competencia son libremente determinables por las partes, solamente son susceptibles de precios regulados aquellos suministros realizados fuera de condiciones de competencia.

La Ley de Concesiones Eléctricas califica como Clientes Regulados ó usuarios del Servicio Público aquellos con una demanda máxima de potencia no superior a un (01) MW y como Clientes Libres aquellos con una demanda superior a la mencionada, pudiendo estos negociar y

contratar el suministro de su demanda de electricidad con las empresas distribuidoras o generadoras.

d) Interconexión de los Sistemas Eléctricos

La interconexión de los Sistemas Eléctricos ofrece numerosas ventajas sobre los sistemas aislados, como son las economías de escala reduciendo los costos administrativos y en el mantenimiento de los sistemas eléctricos; así también otorgan mayores garantías de continuidad y calidad del suministro eléctrico, al agrupar un mayor número de centrales de generación y líneas de transmisión, dando una mayor disponibilidad de capacidad de producción, transporte de energía y mayores alternativas ante casos de emergencia.

e) Administración Privada de la operación económica de los Sistemas Interconectados

Se creó para tal fin un comité privado integrado por las principales empresas de generación y transmisión, denominado COES (Comité de Operación Económica del Sistema), cuyas principales funciones son:

- Planificar la operación del Sistema Interconectado, para lo cual sus integrantes deben operar sus instalaciones de acuerdo a los programas establecidos.
- Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento de las instalaciones.
- Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico de acuerdo a lo establecido en el reglamento.

- Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras.
- Garantizar a sus integrantes la compra o venta de energía, cuando por necesidad del sistema, se requiera la paralización o el funcionamiento de sus unidades fuera de programación.
- Garantizar a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado

1.3 ORGANISMOS REGULADORES

El marco institucional para la regulación del sector eléctrico peruano establece la existencia del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, integrado por las siguientes entidades:

- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)**, entidad creada mediante Ley N° 26734, con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera², perteneciente al Ministerio de Energía y Minas (MEM), cuya misión es fiscalizar –a nivel nacional- el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sector eléctrico y de hidrocarburos.

Es materia de fiscalización por parte de OSINERG:

- ✓ El cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios establecidas por la ley y el contrato de concesión.
- ✓ La prestación del servicio de electricidad.

². Sus ingresos provienen del 0.46% de la facturación anual de los concesionarios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y del 0.75% del monto de las regalías y de la participación de PERUPETRO en los contratos de hidrocarburos.

- ✓ El cumplimiento de las funciones asignadas por ley a los Comités de Operación Económica del Sistema (COES).
- ✓ Atender los reclamos presentados por los usuarios contra las empresas eléctricas
- ✓ Velar por el cumplimiento de las normas técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de las actividades del sector eléctrico y de los compromisos de inversión

Dentro de Osinerg funciona como gerencia adjunta la Comisión de Tarifas de Energía (CTE), que tiene como funciones la de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados. Esta fijación debe ser tal que refleje la eficiencia en los costos del sector, el equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica, y un entorno de competencia con señales claras para los clientes finales,

- **Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)**, encargado de velar por la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y otras normas de su competencia, en los sectores de electricidad e hidrocarburos.
- **Ministerio de Energía y Minas**, que a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) evalúa y otorga las Concesiones y Autorizaciones, necesarios para realizar las actividades eléctricas.

1.4 OBJETIVOS ESTABLECIDOS EN LA PRIVATIZACION DEL SECTOR ELÉCTRICO

Los objetivos establecidos por la Comisión de Privatización (COPRI) para la privatización de las empresas eléctricas, fueron los siguientes:

- Redefinir el rol del Estado en el sector Eléctrico, participando como ente regulador.
- Culminar el proceso en un plazo relativamente breve.
- Maximizar los ingresos del Estado.
- Proporcionar el mejor servicio a la comunidad en un entorno de libre competencia.
- Aumentar la oferta de energía.

2 RESULTADOS ALCANZADOS

La privatización del sector eléctrico a diciembre del 2000, aún cuando no se había transferido al sector privado la totalidad de empresas y activos del sector, como son: la central hidroeléctrica del Mantaro, SAN GABAN, ELECTROSUR, ELECTRO SUR OESTE, ELECTRO SUR ESTE, EGEMSA, EGASA, EGESUR, ETECEN, ETESUR, ELECTRO ORIENTE, SEAL y EGEEN, muestra los siguientes resultados:

2.1 INGRESOS OBTENIDOS

Hasta el año 2000, el proceso de privatización del sector eléctrico ha generado ingresos al país ascendentes a US\$2,083.5 millones, de los cuales US\$1,923.4 millones correspondieron a venta de acciones y US\$160.1 millones a capitalizaciones en las empresas ETEVENSA (US\$120.1 millones) y Empresa Eléctrica de Piura (US\$40 millones).

Del monto captado por venta de acciones, US\$1,393 millones corresponden a transacciones en donde el Estado transfirió paquetes mayoritarios de acciones al sector privado, otorgándoles el control de la empresa; US\$164.5 millones a la venta de acciones a los trabajadores (capitalismo popular); y US\$365.9 millones a operaciones de venta de acciones remanentes (participación ciudadana). (véase Tabla V, página 16).

Tabla V**Millones US\$**

Empresa	Venta de Acciones			Capitaliza- ción	Total
	Privatizada	Estratégica	Trabaj.		
EDELNOR		176.5	10.8	--	187.3
Luz del Sur		212.1	32.4	157.9	402.4
Cahua		41.8	6.7	9.0	57.5
EDEGEL		524.5	74.8	139.0	738.3
ETEVENSA		--	3.4	--	120.1
EDE-Chancay		10.4	0.1	--	10.5
EGENOR		228.2	36.3	60.0	324.5
EDE-Cañete		8.6	--	--	8.6
Emp. Eléct. Piura		19.7	--	--	40.0
Electro Sur Medio		25.6	--	--	25.6
Electro Norte		22.1	--	--	22.1
Electro Norte Medio		67.9	--	--	67.9
Electro Centro		32.7	--	--	32.7
Electro Noroeste		22.9	--	--	22.9
Total		1,393.0	164.5	365.9	2,083.5

Fuente: COPRI.

2.2 INVERSIONES REALIZADAS

Desde el año 1994, en que se inició el proceso de privatización del sector eléctrico, hasta el año 2000, las empresas privatizadas han invertido un monto no menor de US\$958 millones, superando los compromisos de inversión asumidos en el proceso (US\$270 millones). Ello explica en gran parte los resultados alcanzados por estas empresas en términos de cobertura, potencia instalada y pérdidas de energía(véase Tabla VI, página 17).

Tabla VI

Empresa Privatizada	Inversión (US\$ Millones)	
	Compromiso	Ejecución (1)
EDELNOR	-.-	248.7
Luz del Sur (2)	-.-	181.0
Cahua	-.-	-.-
EDEGEL	42.0	267.0
ETEVENSA	120.1	122.3
EDE-Chancay	-.-	-.-
EGENOR	42.0	96.6
EDE-Cañete	-.-	-.-
Empresa Eléctrica de Piura (3)	40.0	33.6
Electro Sur Medio (4)	25.6	8.3
Electro Norte	-.-	-.-
Electro Norte Medio	-.-	-.-
Electro Centro	-.-	-.-
Electro Noroeste	-.-	-.-
Total	269.7	957.5

(1) Incluye otras inversiones adicionales al compromiso de inversión.

(2) Inversiones realizadas hasta 1998.

(3) El compromiso de inversión establecido era ampliar en 80 MW la potencia instalada, fijando referencialmente el monto en dólares. Dicho compromiso fue cumplido con un menor monto.

(4) El compromiso de inversión finalizará el 2003.

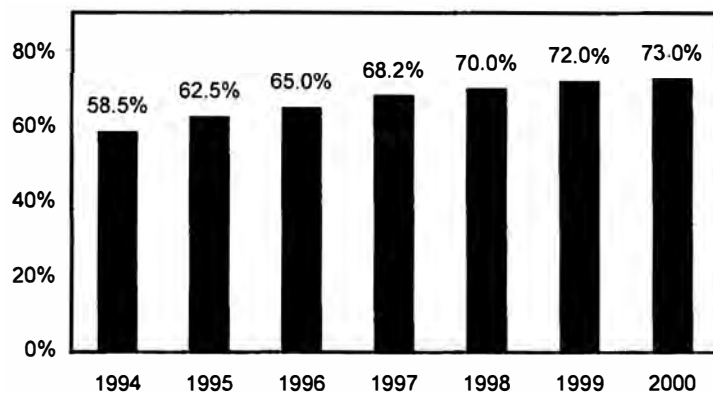
Fuente: COPRI.

2.3 COBERTURA DEL SERVICIO ELECTRICO

La privatización y la nueva legislación promotora de la inversión privada en el sector eléctrico, han permitido incrementar el coeficiente de electrificación nacional de 58.5% en 1994, cuando se dio inicio a la privatización en el sector eléctrico, al 73% en el 2000. Cabe señalar que en las empresas privatizadas EDELNOR y Luz del Sur, alcanzaron una cobertura del 100% en sus respectivas áreas de concesión (véase Figura 3, página 18).

Figura 3

Coefficiente de Electrificación



Fuente: Comisión de Tarifas de Energía y MEM.

Con ello, durante dicho período el número de clientes se ha incrementado en más de un millón, hasta alcanzar 3.4 millones de clientes (véase Tabla VII).

Página VII

NÚMERO DE CLIENTES - SERVICIO ELÉCTRICO

Año	Clientes
1994	2,309,602
1995	2,488,526
1996	2,778,019
1997	2,959,185
1998	3,052,485
1999	3,217,048
2000	3,358,633

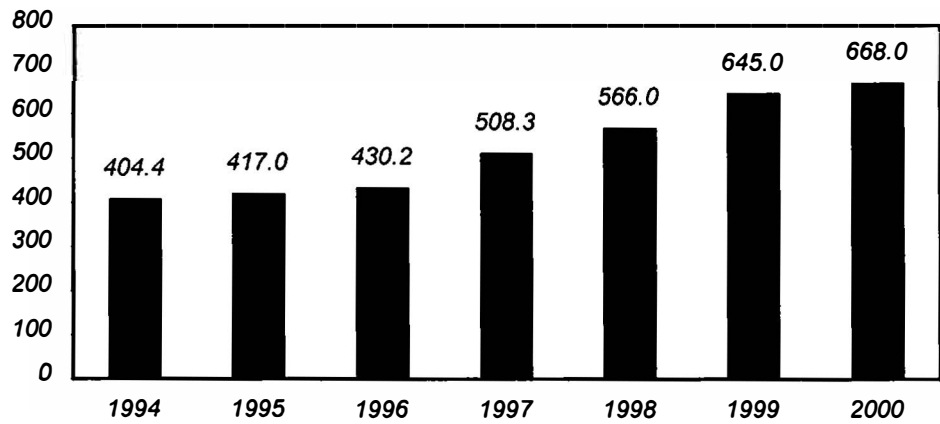
Fuente: Comisión de Tarifas de Energía.

2.4 CONSUMO DE ENERGÍA PER CAPITA

Las mejoras alcanzadas en cobertura eléctrica (coeficiente de electrificación y número de clientes), básicamente como resultado de la privatización, han significado un fuerte incremento en el consumo de energía per cápita en el país, que ha evolucionado de 404.4 kWh en 1994 a 668 kWh en el 2000 (véase Fig.4).

Figura 4

Consumo de Energía per Cápita (kWh)



Fuente: DGE-MEM; Continental SAB, Evolución y Perspectivas del Sector Eléctrico Peruano.

2.5 POTENCIA INSTALADA

Desde el año 1994 en que se inició la privatización del sector eléctrico, la potencia total instalada del país (incluido los Sistemas Aislados) se ha incrementado en 1,691 MW (básicamente explicado en generación térmica), hasta totalizar 6,071 MW en el 2000 (39% de aumento); con lo cual las plantas térmicas han incrementado su participación de 43% de la potencia instalada total en 1994 a 53% en el 2000, reduciéndose de esta forma la dependencia del recurso hídrico en la provisión del servicio eléctrico y la posibilidad de restricciones eléctricas en casos de sequía (véase Tabla VIII, página 20).

Tabla VIII
POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL (MW) *

Año	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total
1994	2,509.4	1,869.9	-	4,379.2
1995	2,479.4	1,982.3	-	4,461.7
1996	2,492.7	2,169.6	0.3	4,662.6
1997	2,513.0	2,679.0	0.3	5,192.3
1998	2,572.0	2,943.0	0.3	5,515.3
1999	2,673.0	3,068.0	0.7	5,741.7
2000	2,860.0	3,210.0	0.5	6,070.5
Var.(%) 1994-2000	14.0	71.7		38.6

(*) Incluye los Sistemas Aislados.

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

De otro lado, se ha incrementado la participación de las empresas prestadoras de servicio público de electricidad, de 68% de la potencia instalada total en 1994 a 85% en el 2000, en desmedro de las empresas autogeneradoras (consumen la energía que producen), que disminuyeron su participación en dicho período, de 32% a 15% (véase Tabla IX).

Tabla IX
POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE SERVICIO (MW) *

Año	Servicio Público	Autogeneración	Total
1994	2,983.2	1,396.0	4,379.2
1995	3,185.7	1,276.0	4,461.7
1996	3,352.9	1,309.7	4,662.6
1997	4,325.3	867.0	5,192.3
1998	4,632.3	883.0	5,515.3
1999	4,827.7	914.0	5,741.7
2000	5,146.5	924.0	6,070.5

(*) Incluye los Sistemas Aislados.

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

2.6 PRODUCCIÓN DE ENERGIA

La producción total de energía eléctrica se ha incrementado en 4,059 GWh desde que se inició la privatización del sector eléctrico, pasando de 15,843 GWh en

1994 a 19,902 GWh en el 2000 (26% de aumento). En 1994 y el 2000 las plantas hidráulicas participaron con el 81% en la producción de energía (véase Tabla X).

Tabla X
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE CENTRAL (GWH)

Año	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total
1994	12,816.3	3,026.3	--	15,842.6
1995	12,937.6	3,942.5	--	16,880.1
1996	13,323.6	3,955.8	0.4	17,279.8
1997	13,214.5	4,738.3	0.6	17,953.4
1998	13,809.2	4,772.8	0.5	18,582.5
1999	14,541.0	4,508.0	0.6	19,049.6
2000	16,172.0	3,729.0	0.8	19,901.8

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

Del total generado, la participación de las empresas prestadoras de servicio público de electricidad se ha incrementado de 79% en 1994 a 92% en el 2000, en desmedro de las empresas autoproductoras de energía eléctrica, que disminuyeron su participación en dicho período de 21% a 8%(véase Tabla XI).

Tabla XI
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE SERVICIO (GWH)

Año	Servicio Público	Autogeneradoras	Total
1994	12,502.8	3,339.8	15,842.6
1995	13,106.3	3,773.8	16,880.1
1996	13,307.5	3,972.3	17,279.8
1997	15,348.5	2,604.9	17,953.4
1998	16,815.9	1,766.6	18,582.5
1999	17,366.6	1,683.0	19,049.6
2000	18,317.0	1,585.0	19,902.0

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

2.7 VENTA DE ENERGÍA

Las ventas de energía eléctrica a clientes finales también se han incrementado notoriamente (66%) desde que se inició la privatización del sector eléctrico en

1994, pasando de 9,335 GWh en dicho año a 15,536 GWh en el 2000 (6,201 GWh más). Lo que ha permitido la expansión significativa señalada, en cobertura y consumo de energía per capita.

Es importante destacar la mayor participación que vienen experimentando las ventas a clientes con contratación libre (no sujetos a regulación), que han evolucionado de 33% que tenían en 1994 en que se inició la privatización a 46% en el 2000. Como contrapartida ha disminuido la participación de las ventas registradas a clientes sujetos a tarifas reguladas: de 67% en 1994 a 54% en el 2000(véase Tabla XII).

Tabla XII

**VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE CLIENTES FINALES
(GWH)**

Año	Regulados	Libres	Total
1994	6,245.4	3,089.4	9,334.8
1995	6,430.4	3,418.9	9,849.3
1996	6,781.8	3,549.0	10,330.8
1997	7,291.6	5,159.6	12,451.2
1998	7,755.8	6,252.7	14,008.5
1999	8,072.00	6,520.00	14,592.00
2000	8,407.00	7,129.00	15,536.00

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

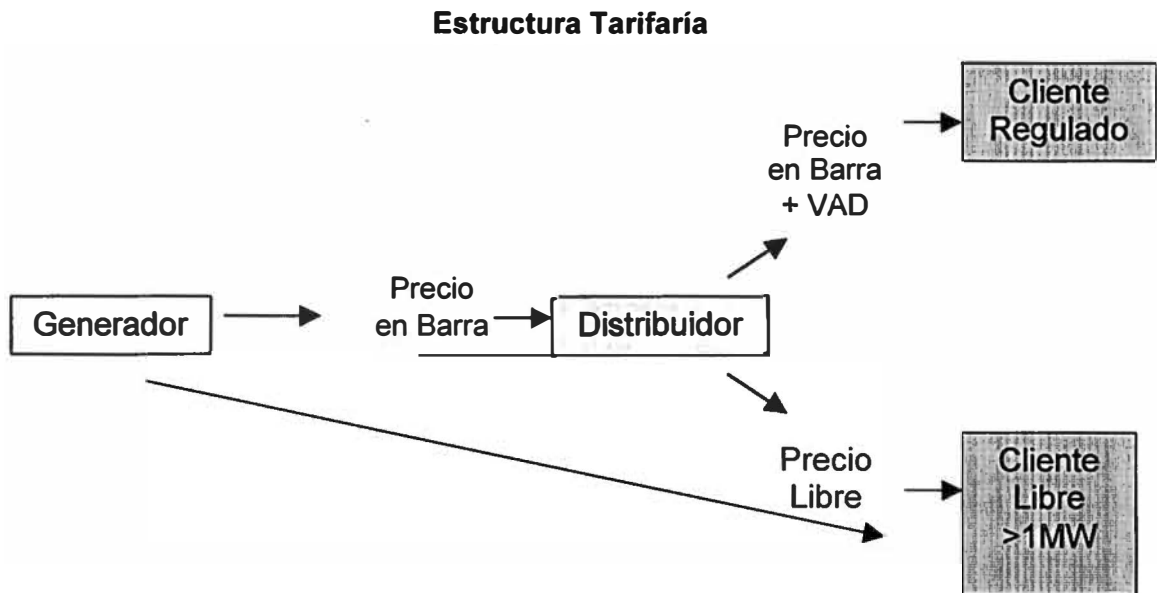
2.8 TARIFAS ELÉCTRICAS

Política Tarifaria

El modelo tarifario dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas de noviembre de 1992, fija los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados.

La Estructura Tarifaria establecido por la Ley de Concesiones puede visualizarse en el siguiente esquema:

Figura 5



Las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución y/o un cliente libre, se fijan semestralmente mediante los precios en barra, el cual incluye la tarifa de generación y de transmisión (peaje por conexión)

La tarifa de generación se calcula en base a un modelo de costos marginales que considera los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento de la planta de punta (precio de la potencia) y los costos de la generación en función a la oferta y demanda proyectada para los próximos 48 meses (precio de la energía en horas punta y horas fuera de punta), dicha tarifa no debe superar una banda en +/-10% la tarifa en el mercado libre. Los precios de potencia y energía son regulados semestralmente (mayo y noviembre de cada año)

La tarifa de transmisión se remunera de acuerdo a la transmisión utilizada (principal y/o secundaria), la transmisión principal se remunera a través del peaje de conexión al sistema principal, costo que asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico;

mientras que la transmisión secundaria se remunera a través de peaje secundarios de transformación y transmisión, siendo asumida por aquellos usuarios que utilizan dicho sistema. El cálculo del peaje de transmisión considera las inversiones eficientes de acuerdo al concepto del Sistema Económicamente Adaptado (SEA), los costos estándar de operación, mantenimiento, las pérdidas marginales de potencia y energía. La fijación de la tarifa de transmisión es anual (mayo de cada año).

Las tarifas de distribución o tarifas a usuarios finales son obtenidas añadiendo a los precios en barra el Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual se basa en principios de eficiencia y utiliza mecanismos que simulan competencia al ser esta actividad un monopolio natural (un solo concesionario en una área geográfica). La tarifa considera tres componentes:

- Los costos asociados al usuario independiente del consumo, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza.
- Las pérdidas estándares de distribución de potencia y energía, que comprenden las técnicas y comerciales.
- Los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de empresas modelos. El costo de inversión es calculado como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo³ del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la tasa de anual de actualización de 12%.

³ El costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes.

Opciones tarifarias

Un aspecto importante que ha sido incorporado en la nueva política tarifaria, son las opciones tarifarias, que los usuarios finales tienen la posibilidad de elegir, a fin de obtener menores facturaciones por su consumo de electricidad, en función de los sistemas de medición disponibles y los costos diferenciados de electricidad en los periodos "punta" (de 6 p.m. a 11 p.m.) y fuera de dicho periodo, tomando en cuenta que la tarifa en "horas punta" es el doble de la tarifa en "horas fuera de punta". No obstante, para acceder a las diferentes opciones tarifarias, en media tensión (MT2, MT3 y MT4), como en baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5 y BT6) cuya vigencia es de un año, el usuario debe asumir el costo del nuevo equipo de medición, el que podrá ser recuperado en un periodo de 1 a 12 meses con los ahorros generados por la menor facturación.

Análisis del periodo

En 1994 las tarifas eléctricas alcanzaron el 99.5% de cobertura de los costos económicos regulados por la CTE, en un contexto donde las tarifas máximas acumularon un incremento de 11.4% en el año, por debajo de la tasa de inflación registrada (15.38% en 1994).

Desde entonces, con la aplicación de la nueva estructura tarifaria, la tarifa promedio de electricidad ha registrado un crecimiento inferior a la inflación. En el periodo 1996-1999, se aprecia una tendencia decreciente en las tarifas comercial y residencial (precio medio), mientras que en el año 2000 se observa un ligero incremento de éstas.

Por otro lado, las tarifas para opciones tarifarias como MT2 y BT2 han variado en los últimos años por debajo de la inflación, en términos acumulados.

Particularmente en 1997, las tarifas MT2 y BT2 se redujeron en 6.1% y 7%, respectivamente, mientras el nivel general de precios se incrementó en casi 6%.

En cuanto a los ingresos de la población –medidos por la remuneración mínima vital-, las tarifas eléctricas han crecido a menor ritmo, particularmente a partir de septiembre de 1996. En este sentido, cabe señalar que entre enero y septiembre de 1997 la tarifa máxima residencial se redujo en cerca de 4%, lo que contribuyó a una disminución del precio medio para ese tipo de consumo.

Para el caso de las tarifas de media tensión, luego de un crecimiento hasta mediados de 1995 éstas tuvieron una tendencia estable para comenzar a decrecer desde inicios de 1997. Particularmente, se puede observar que la regulación tarifaria realizada en noviembre de 1997 ha permitido que el precio medio de la opción MT2 se sitúe por debajo del precio de la opción MT4FP (clientes calificados con fuera de punta).

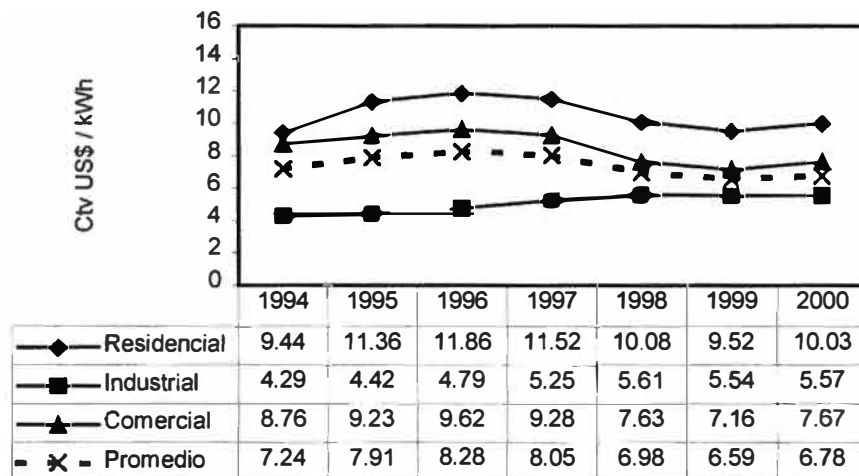
En el caso de la baja tensión, también se observa una tendencia decreciente de las tarifas desde inicios de 1997, sobre todo en las tarifas BT3P, BT4P y BT5 (residencial), las cuales han registrado un mayor descenso a partir de la regulación tarifaria de noviembre de 1997.

Cabe señalar, que en el período 1997-2000, las tarifas BT5 (residencial) y MT3 (industrial) de Lima Metropolitana registraron un incremento de 13.6% y 18.3% respectivamente; dichas variaciones son inferiores a las registradas en los precios de los combustibles (Diesel 2, 90.5%; Residual 6, 73.2%), inflación (21.5%) y devaluación (36.2%).

En resumen, desde 1994 las tarifas eléctricas han mostrado un comportamiento acorde con la búsqueda de la eficiencia, habiendo registrado en promedio una ligera tendencia a la baja, debido a que el modelo tarifario utiliza el concepto de Costo Marginal (CMg), el cual se ha ido reduciendo progresivamente con las inversiones realizadas de nuevas plantas, ampliación de las existentes y construcción de moderna infraestructura eléctrica. Asimismo, su tendencia de crecimiento ha sido inferior a la inflación en prácticamente todo el período (véase Figura.6).

Figura 6

Evolución del Precio Medio de Energía Eléctrica (*)



(*) Calculado en base a precios promedio mensuales.
Fuente: Comisión de Tarifas de Energía.

Las variaciones de los precios medios de energía de media y baja tensión entre 1997 y el 2000 han mostrado disminuciones de hasta 23%, en la mayoría de empresas distribuidoras mostradas a continuación. Así, la tarifa MT4 disminuyó 11% en EDELNOR y 13% en ELECTROCENTRO (véase Tabla XIII, página 28). Las tarifas residenciales (BT5r) disminuyeron 13% en ELECTRONORTE MEDIO y SEAL, y 9% en ELECTRO SUR MEDIO (véase Tabla XIV, página 28).

Tabla XIII
COMPARACIÓN DE PRECIOS MEDIOS MT4 Y BT5R
(CTV.US\$ / KWH)

Empresas Distribuidoras	MT4			BT5r		2000/97
	1997	2000	2000/97	1997	2000	
Edelnor	6.4	5.7	-11%	9.9	9.4	-5%
Luz del Sur	5.9	5.9	0%	9.7	9.2	-5%
Electronorte Medio	7.0	6.8	-3%	13.1	11.4	-13%
SEAL	5.9	6.2	5%	12.8	11.1	-13%
Electrocentro	7.7	6.7	-13%	12.0	11.7	-3%
Electro Sur Medio	6.3	6.6	5%	11.8	10.7	-9%

Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

Tabla XIV
COMPARACIÓN DE PRECIOS MEDIOS BT5NR Y BT6
(CTV.US\$ / KWH)

Empresas Distribuidoras	BT5nr			BT6		2000/97
	1997	2000	2000/97	1997	2000	
Edelnor	9.6	9.1	-5%	-	-	-
Luz del Sur	9.7	9	-7%	9.8	10.3	5%
Electronorte Medio	12.7	11.2	-12%	13.7	10.5	-23%
SEAL	12.3	10.7	-13%	16.9	13.2	-22%
Electrocentro	12.1	10.9	-10%	16.8	13.6	-19%
Electro Sur Medio	11.6	10.4	-10%	13.8	14.7	7%

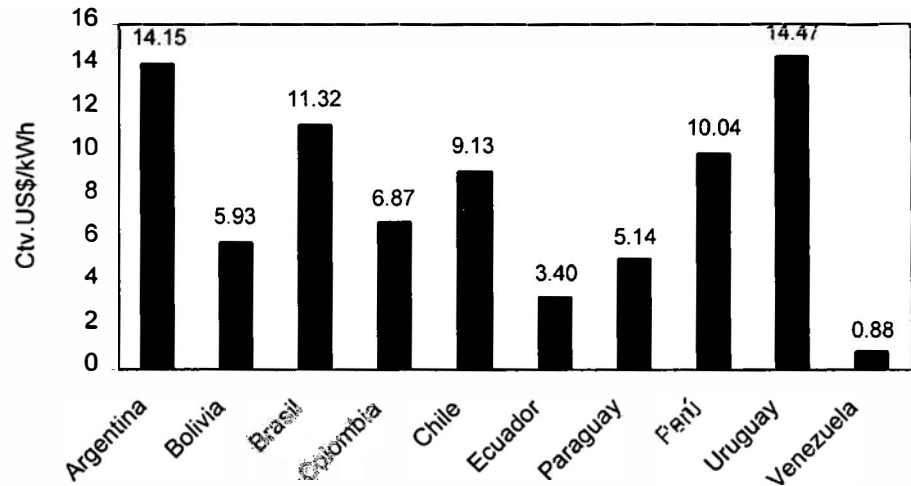
Fuente: Dirección General de Electricidad – MEM.

COMPARACIÓN INTERNACIONAL

En junio del 2000, la tarifa promedio de energía eléctrica del sector residencial en el Perú fue menor a la de Argentina, Brasil y Uruguay, pero mayor a las registradas en los demás países de Sudamérica (véase Figura 7, página 28).

Figura 7

**Precios Medios del Sector Residencial
(Junio 2000)**

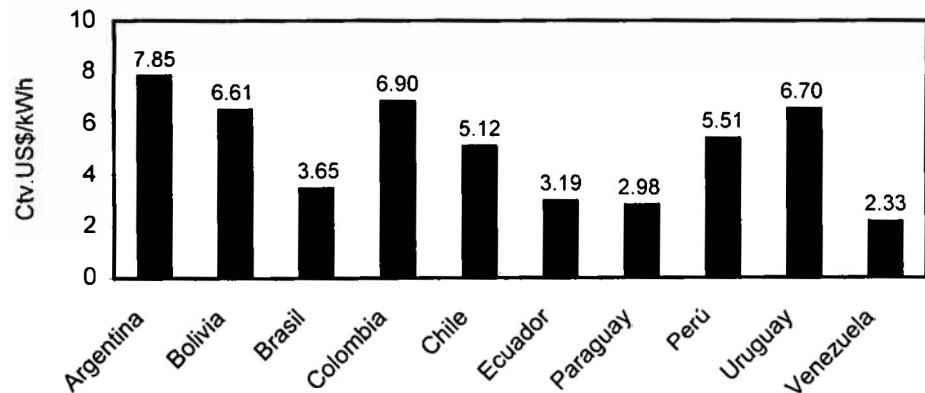


Fuente: OLADE / CE Sistema de Información Económica Energética (SIEE).

Asimismo, la tarifa promedio de energía eléctrica del sector industrial en el Perú fue menor a la de Argentina, Bolivia, Colombia y Uruguay, pero mayor a las registradas en los demás países de Sudamérica (véase Figura 8, página 28).

Figura 8

**Precios Medios del Sector Industrial
(Junio 2000)**

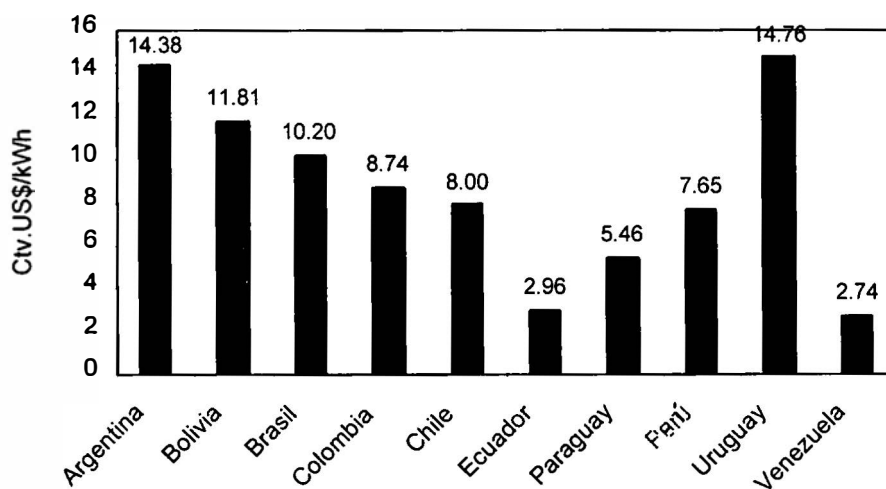


Fuente: OLADE / CE Sistema de Información Económica Energética (SIEE).

A esa misma fecha, la tarifa promedio de energía eléctrica en el sector comercial del Perú fue una de las más bajas de Sudamérica, con excepción de las registradas en Ecuador, Paraguay y Venezuela (véase Figura 9).

Figura 9

***Precios Medios del Sector Comercial
(Junio 2000)***



Fuente: OLADE / CE Sistema de Información Económica Energética (SIEE).

3 CONTROVERSIAS POSTERIORES A LA PRIVATIZACION

3.1 CONCENTRACIÓN DEL MERCADO ELECTRICO

En noviembre del año 1997 a fin de impedir la concentración en el mercado eléctrico, se promulgó la Ley No.26876 – Ley de Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico la cual regula la concentración accionaria en las empresas del Sector Eléctrico y establece facultades al INDECOPI para autorizar toda concentración en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Mediante el Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI, se aprobó el Reglamento de la Ley de Antimonopolio, por el cual se definió los tipos de concentración que se pueden producir en el mercado eléctrico, los cuales son:

Concentración Horizontal, operaciones en las que encuentran involucradas empresas que desarrollan una sola de las actividades eléctricas (generación, transmisión ó distribución), tiene como limites el 15 % del mercado.

Concentración Vertical, operaciones en las que se encuentran involucradas empresas que desarrollan mas de una de las actividades eléctricas (generación, o transmisión, o distribución), tiene como limite el 5% del mercado siempre y cuando se participe en otra actividad del sector.

Sin embargo, en la fecha que se promulga la Ley de Antimonopolio y Antioligopolio el mercado eléctrico peruano se encontraba concentrado, situación que aumentó en abril de 1999 cuando el Grupo ENDESA de España propietaria

de la empresa de distribución EDELNOR, adquirió el control mayoritario de la empresa ENERGYS CHILE, por lo cual ENDESA logró tener control sobre empresas de generación en forma directa (ETEVENSA y EEP SA) y de forma indirecta (EDEGEL) a través de ENERGYS. Esto originó que INDECOPI evaluara y se pronunciara en que medida el grado de concentración vertical (43.9% potencia instalada del SICN y 30% en ventas de energía) afectaría la libre competencia en el sector, es así que la Comisión de Libre Competencia de Indecopi autorizó al Grupo Endesa mantener su nivel de participación en el sector eléctrico peruano, imponiéndole una multa por no notificar dicha operación y sujeto al cumplimiento de dos condiciones:

- Una de las generadoras del grupo se debe abstener de votar en las decisiones del Comité de Operaciones Económicas del Sistema (COES), lo cual buscaba que el Grupo Endesa no tomara decisiones que las favoreciera.
- Las compras de energía de EDELNOR, en la cual ENDESA posee accionariado a través de ENERGYS CHILE, deberá realizarse mediante licitación pública, el objetivo era evitar que solo se compre a empresas generadoras vinculadas al Grupo.

Otro caso de concentración vertical, autorizado por INDECOPI, se presentó con la compra de la generadora ELECTROANDES por parte de la empresa norteamericana PSG GLOBAL, quien poseía accionariado en la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur.

En ambos casos OSINERG opinó que se rechacen las operaciones a fin de evitar posibles efectos directos en las tarifas eléctricas al existir concentración en el

mercado eléctrico que podía afectar la libre competencia y a las tarifas eléctricas, sin embargo el INDECOPI autorizó dichas operaciones, produciéndose de esta manera opiniones contrarias entre estos dos organismos integrantes del sistema de regulación del sector eléctrico.

Para Humberto Campodonico las concentraciones en el mercado eléctrico, producidas en el proceso de privatización sería producto de la búsqueda de rentabilidad sobretodo en mercados pequeños como el peruano⁴.

3.2 FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELECTRICA

Mediante Ley N° 27510 se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), el cual está dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a los usuarios residenciales cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kw/h por mes comprendido dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella que posteriormente la sustituya.

Dicho Fondo constituye un subsidio, que es financiado por usuarios con consumos mayores a 100 kw/h, siendo el beneficio de acuerdo a la siguiente estructura:

Tabla XV

<i>USUARIOS</i>	<i>Reducción de Tarifas para Consumos de menores a 30 kw/mes</i>	<i>Factor mensual del descuento (S/.) para consumos de 31 a 100 kw/h</i>
<i>Sistemas Interconectados</i>	<i>25% del cargo de energía</i>	<i>7.5 kw/h por cargo de energía</i>
<i>Sistemas Aislados</i>	<i>50% del cargo de energía</i>	<i>15 kw/h por cargo de energía</i>

Fuente: Ley No.27510 - Ley que crea el Fondo de Compensación Eléctrica

⁴ Campodonico, Humberto "Privatización y Conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú". Pag. 32 CEPAL –Serie 8, Santiago de Chile

El OSINERG es el encargado de administrar el FOSE, debiendo efectuar el calculo de las transferencias entre los aportantes y receptoras del fondo, a fin de compensar los meses de mayor y/o menor aportación en el Fondo para el subsidio correspondiente. Dicho Fondo entro en vigencia el 1 de noviembre del 2001, teniendo un plazo limite de 30 meses.

3.3 CONVENIOS DE ESTABILIDAD JURÍDICA

Dentro de las facilidades que se brindaba en la privatización se encontraban los Convenio de Estabilidad Jurídica, el cual fue defendido por el Estado como una garantía a la inversión extranjera en el Perú. Dichos Convenios aseguraban a las empresas concesionarias la estabilidad del régimen de Impuesto a la Renta vigente al momento de suscribir el convenio, estabilidad del régimen de libre disponibilidad de divisas y de remesas de utilidades, aunque ellas hubiesen sido derogadas.

Uno de los beneficios que los convenios garantizaba a las empresas eléctricas fue el no modificar el impuesto a la renta aplicada por el plazo de 10 años, asimismo se encontraban inafectas al Impuesto Mínimo a la Renta.

Las Empresas Eléctricas haciendo uso de los Convenios de Estabilidad Jurídica, se acogieron a la Ley N° 26283 y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 120-94-EF, en la cual se estableció que las empresas que tuvieran una reorganización societaria podían reevaluar sus activos y pagar un menor Impuesto a la Renta bajo el mecanismo de la depreciación.

Claro ejemplo de lo expresado, se observa en la fusión por absorción realizado por la ex Edelnor S.A. y Edechancay en el año de 1996, por el cual se forma la empresa Edelnor S.A.A., que revaluó activos por la suma S/.579'527,497.93,

beneficiándose con una menor pago de impuestos por efectos de la depreciación anual de activos.

El caso fue cuestionado por la SUNAT debido al carácter temporal de la norma, considerando que EDELNOR no podía utilizar la depreciación de sus activos revaluados a partir de 1999, al estar vigente la norma solo hasta el año 1998. Como consecuencia de lo explicado se recurrió a un Arbitraje, el cual le fue favorable a las empresas eléctricas.

Otro caso cuestionado es el Convenio de Estabilidad Tributaria que fue solicitada por la Empresa Norteamericana PSGE-GLOBAL al adquirir la empresa generadora Electroandes, pretendiendo estabilizar por el plazo de diez años el régimen de Impuesto a la Renta en una tasa de 22%, dicha pretensión fue sustentada por la fecha de adjudicación de la empresa (20/07/2001), el cual fue antes de la modificación de la tasa del impuesto a la renta (27 de agosto del 2001). La adjudicación había quedado en suspenso hasta que INDECOPI resolviera el caso de concentración de mercado, el cual se realizó dos meses después de la modificación del Impuesto a la Renta.

El caso de Electroandes fue resuelto en el Congreso al aprobarse una Ley que permitió la suscripción de los Convenios de Estabilidad Jurídica entre estado y aquellas empresas que hubiesen presentado la solicitud antes de la promulgación de la ley que modificó la tasa de impuesto a la renta, estabilizando por el plazo de 10 años la tasa de impuesto a la renta vigente a la presentación de la solicitud mas 2 puntos porcentuales, es decir estabilizarla en 22%.

Los casos mencionados en los párrafos precedentes muestran estímulos y privilegios a las empresas del sector eléctrico generándose un trato diferencial en

comparación con otros sectores de la economía, sobretodo de las inversiones del capital nacional, perjudicándose además el Estado Peruano por una menor recaudación de impuestos.

3.4 CALCULO DEL VALOR NUEVO DE REPLAZO

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) forma parte del Valor Agregado de Distribución (ver página. 24) el cual es fijado por la Comisión de Tarifas de Energía para un periodo de cuatro años, siendo el factor más importante que determina la tarifa de las empresas distribuidoras de energía.

En septiembre de 1997, se expide la Resolución de 014-97 P/CTE, que fijó el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el periodo noviembre 1997 a noviembre 2001, la cual fue cuestionada por las empresas Luz del Sur y EDELNOR, argumentando errores en la metodología de cálculo del VNR que forma parte del VAD que subvaluaba fuertemente las inversiones de las empresas, lo que llevaba a la disminución de las tarifas y consecuentemente a importantes pérdidas económicas para la empresas de distribución.

La Comisión de Tarifas de Energía no acepto las observaciones presentadas por las Empresas Distribuidoras, argumentando que para el calculo del VNR se cuenta la renovación de las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, precisando que dicha renovación no puede limitarse a reponer las obras ó bienes obsoletos e ineficientes.

En este caso la CTE actuó utilizando el criterio de racionalidad económica al haber realizado un análisis de las instalaciones actuales de las empresas distribuidoras, buscando el mínimo costo total, que permita prestar el mismo

servicio con la tecnología más económica, el no haberlo hecho hubiese significado un incremento significativo de las tarifas de electricidad en perjuicio de los usuarios del servicio.

3.5 LA PRIVATIZACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DEL MANTARO

La posible privatización de la Central Hidroeléctrica del Mantaro ha generado cuestionamientos en contra de dicha medida, esto se sustenta por la participación de la citada central en la producción de energía del SINAC (38.9% de la producción para el año 2000), asimismo el interés que muestran en su adquisición las empresas ENDESA y DUKE Energy propietarias de las generadoras EDEGEL y la EGENOR respectivamente, lo cual que resultaría en una mayor concentración del mercado (47.9% de ser adquirida por DUKE Enersy 60.2% de ser adquirida por ENDESA). (ver Tabla XVI, página38).

Tabla XVI
Producción de Energía Eléctrica – 2000
Por Empresas

<i>EMPRESA</i>	<i>GWh</i>	<i>%</i>
<i>ELECTROPERU (*)</i>	<i>6,868.33</i>	<i>38.95</i>
<i>EDEGEL</i>	<i>3,750.99</i>	<i>21.27</i>
<i>EGENOR</i>	<i>1,591.68</i>	<i>9.03</i>
<i>ENERSUR</i>	<i>1,256.2</i>	<i>7.12</i>
<i>EGECEN</i>	<i>1,153.37</i>	<i>6.54</i>
<i>EGASA</i>	<i>1,040.98</i>	<i>5.90</i>
<i>SAN GABAN</i>	<i>576.26</i>	<i>3.27</i>
<i>EEPSA</i>	<i>408.64</i>	<i>2.32</i>
<i>CAHUA</i>	<i>301.02</i>	<i>1.71</i>
<i>AGUAYTIA</i>	<i>260.11</i>	<i>1.48</i>
<i>EGESUR</i>	<i>209.05</i>	<i>1.19</i>
<i>CNP-ENERGIA</i>	<i>203.96</i>	<i>1.16</i>
<i>EGEMSA</i>	<i>9.08</i>	<i>0.05</i>
<i>ETEVENSA</i>	<i>2.87</i>	<i>0.02</i>
<i>SHOUGESA</i>	<i>1.14</i>	<i>0.01</i>
<i>TOTAL</i>	<i>17,633.67</i>	<i>100.0</i>

Fuente: COES-SINAC

(*) Considera la producción del Complejo Mantaro y Complejo Mantaro Restitución

Se debe indicar que la Central Hidroeléctrica del Mantaro, es considerada estratégica en la fijación de las tarifas eléctricas, al no permitir un mayor uso de la generación térmica cuyo costo marginal es mas elevado; si se privatiza la central hidroeléctrica del Mantaro no se solo se incrementaría el grado de concentración de la actividad de generación eléctrica, además se corre el peligro que las empresas generadoras privadas puedan preferir el uso de la generación térmica, aduciendo un mantenimiento de las centrales hidroeléctricas, beneficiándose con una mayor tarifa al incrementarse el costo marginal.

4 PROPUESTAS PARA FUTURAS PRIVATIZACIONES

4.1 ESTABLECER TARIFAS SOCIALES E INVERSIÓN SOCIAL

Si bien el proceso de privatización de las empresas eléctricas, generó beneficios en lo que se refiere a expansión de inversiones, cobertura de servicio, no consideró en un inicio la fijación de tarifas sociales que beneficie a sectores de bajos recursos económicos, que por sus características no son atractivas para posibles inversiones por parte del sector privado, que esta a la búsqueda de mayores rentabilidades.

Asimismo se requiere la intervención del Estado en la ejecución de obras que amplíen la frontera eléctrica en localidades lejanas y dispersas donde se incrementa el costo de instalar redes eléctricas, así como la instalación de sistemas aislados, que deben ser manejados por los gobiernos locales o regionales, permitiendo de esta manera el acceso al servicio de energía para la gran mayoría de la población, sobretodo en las zonas rurales del país.

4.2 PARTICIPACION DE LOS USUARIOS EN LA REGULACIÓN

La regulación del mercado eléctrico se presentó de una manera muy compleja, al ser la característica principal de la provisión del servicio los monopolios naturales, principalmente en las actividades de transmisión y distribución. Ante esta realidad se diseño un marco regulatorio que se orientó a establecer un contexto de libre competencia para las actividades de generación, transmisión y

distribución dentro del área geográfica concesionada a cada uno de los operadores.

Sin embargo otra falencia del proceso de privatización del sector eléctrico fue que no contaba previ6 al proceso de un marco regulatorio de protección al usuario, lo que posteriormente se trato de corregir en el año 1996 al crearse el OSINERG, organismo al cual se le asigna la función de atender los reclamos de los usuarios contra las empresas eléctricas.

Sin embargo la experiencia ha demostrado que el OSINERG requiere ser fortalecido para que dar muestras de transparencia en los procesos regulatorios, permitiéndose la participación organizada de los consumidores en dichos procesos.

4.3 NUEVAS FORMAS DE PRIVATIZAR

Luego de analizar los resultados de la privatización de las empresas eléctricas queda reflexionar sobre la continuidad de seguir con la privatización de las empresas eléctricas que aún son de propiedad del Estado.

Durante el proceso de privatización de las empresas estatales se cometieron algunos errores como la falta de transparencia en las adjudicaciones sobre todo en la fijación del valor de las empresas y los compromisos de inversión por parte de la empresa concesionaria, la búsqueda de consensos mínimos en cuanto a la privatización y el uso de los ingresos por privatización en el financiamiento del déficit fiscal.

Del análisis de los resultados alcanzados y de los controversias surgidas en el proceso de privatización, se presenta una serie de mejoras como son : el acceso al servicio en el sector urbano, aumento de la energía per capita, incremento de

la potencia instalada, producción de energía, etc., sin embargo sigue vigente la discusión sobre si se debe dejar en manos del sector privado en este caso del capital transnacional, la dirección de un sector estratégico como el energético, fundamental para el desarrollo nacional.

Las reformas en el Sector Eléctrico ha permitido que empresas que aún son de propiedad del Estado muestren utilidades, tales son los casos de EGASA, EGESUR y sobre todo ELECTROPERU que en el año 2000 arrojaron utilidades de \$ 21.5, \$ 1 y \$ 81 millones respectivamente, con lo cual se rebate uno de los argumentos de privatizarlas. Es de destacar que las tres empresas en el año 2000, participaron con el 46.04% de la producción total de energía (ver Cuadro No.17), asimismo dentro de este rubro se encuentran las empresas de transmisión eléctrica que por naturaleza constituyen monopolios naturales.

Sin embargo estas empresas requieren inversión para ser repotenciadas y hacerlas eficientes, lo que bien podría lograrse mediante la venta de un paquete minoritario de acciones, manteniendo el Estado el control de ellas. Asimismo pueden generarse contratos de joint venture como una forma de compartir riesgos entre el Estado y el capital privado, proporcionando la empresa privada financiamiento y su experiencia como operadoras de este tipo de empresas, dejando al Estado con el control del accionariado evitando de esta manera la concentración del mercado por parte de empresas privadas que podría originar la manipulación de las tarifas.

5 COMENTARIOS

El proceso de privatización de las empresas eléctricas anunciado como una forma lograr la eficiencia en la provisión del servicio de energía, en beneficio del usuario, presenta luego de una década de iniciado el proceso beneficios y errores, siendo en la actualidad cuestionado por diferentes sectores de la población.

Dentro de los beneficios alcanzados se puede destacar el incremento de la oferta eléctrica producto de los compromisos de inversión que asumieron las empresas concesionarias, lo cual permitió un incremento del consumo per-capita de la energía.

Sin embargo se presentan una serie de cuestionamientos, como son la falta de transparencia en el proceso, la reducción del impuesto a la renta en aplicación de los convenios de estabilidad jurídica, la concentración del mercado y la fijación de las tarifas eléctricas.

Con relación a la transparencia en el proceso de adjudicaciones, no se tomo en cuenta la opinión de sectores organizados de la sociedad en la búsqueda de un consenso en cuanto a la privatización del servicio básico de electricidad, considerándose por parte de la Comisión de Privatización (COPRI) innecesario por tratarse de temas técnicos, lo que se constituyó en un grave error al ser los usuarios los principales interesados en el manejo de las empresas eléctricas y sobretodo en la fijación de las tarifas. La COPRI debió informar con la mayor transparencia la metodología utilizada para el calculo del precio base de las empresas, los compromisos de inversión que asumieron las empresas concesionarias y al uso de los ingresos por la privatización, teniendo en

cuenta que las empresas eléctricas forman parte del patrimonio de todos los peruanos y no del grupo de funcionarios del organismo encargado del proceso.

Los Convenios de Estabilidad Jurídica fue utilizado por las empresas concesionarias como un mecanismo de generación de mayores utilidades pagando menos impuesto, beneficio que constituyó un trato preferencial al capital transnacional, lo cual fue apoyado por funcionarios de los gobiernos de turno quienes defendían sus propios intereses. Dicha medida afectó a la recaudación de impuestos por parte del Estado que también va en contra del desarrollo nacional al contar con menos recursos para la ejecución de obras en áreas prioritarias como son la educación y la salud.

Durante el proceso de privatización de las empresas eléctricas se produjo adjudicaciones que conllevaron a la concentración de mercado, esto se debió a que no existía en un inicio leyes que prohibieran estos casos, posteriormente como una forma de evitar cuestionamientos al proceso de privatización se promulgó la Ley de Antimonopolio y Antioligopolio para el mercado eléctrico, pero dicha ley no fue contundente al no prohibir la concentración, solamente dejaba en manos del INDECOPI la decisión de autorizar la concentración siempre y cuando esta no afecte la libre competencia, las opiniones emitidas por dicho organismos han sido hasta la fecha autorizar los casos presentados en la materia, por considerar que no afectarían la libre competencia del mercado. En este caso se debe cuestionar seriamente el papel jugado por el INDECOPI que puede conllevar en algún momento a la manipulación de las tarifas por parte de las empresas eléctricas, debiéndose en este caso prohibir el aumento de la concentración del mercado.

En lo que respecta a las tarifas eléctricas el OSINERG y su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria debió asumir la defensa del usuario, principalmente en lo que respecta a la fijación de las tarifas eléctricas, así como la participación organizada de

los mismos en la regulación del mercado. En un inicio de la privatización no se tuvo en cuenta establecer una tarifa social, lo que trato de remedirse con la aprobación del FOSE, que es simplemente un subsidio por parte de los los usuarios de mayor consumo a usuario de menores consumos, donde la empresa concesionaria no vieron afectadas sus ganancias al no perder usuarios ni ventas. También debió considerarse la revisión dentro de la estructura de las tarifas los costos asociados a la perdida y robo de energía, sobretodo en la parte de la distribución, lo cual no debería ser pagado por los usuarios siendo esta de responsabilidad de las empresas de distribución.

La experiencia lograda durante el proceso de privatización de las empresas eléctricas debe ayuda a comprender que el Estado no debe continuar aplicado las mismas formulas de ventas o concesiones de empresas estatales, debiendo en estos casos aplicar nuevas formas de hacer participe al capital privado en la gestión de las empresas estatales, sin perder el Estado el control del accionariado por ser el sector eléctrico estratégico en el desarrollo nacional. Así también se debe contar con los consensos necesarios para la realización de futuras privatizaciones a fin que la población sea participe de la decisión de privatizar, para lo cual se requiere de la información por parte de los organismos encargados de llevar a cabo el proceso, las manifestaciones populares y los paros regionales en contra de la privatización son ejemplos de cómo no debe ser llevado a cabo el proceso, siendo la consulta popular una alternativa para la toma de decisiones.

6 CONCLUSIONES

- a) El proceso de privatización iniciado en el Perú, surgió como parte de las políticas neoliberales aplicadas en América Latina a finales de la década de los ochenta, que tomo como pretexto la mala gestión de las empresas públicas, entre las que se encontraban las empresas eléctricas.
- b) Antes de iniciarse la privatización de las empresas del sector eléctrico, el Perú registraba un índice de electrificación de apenas 48.4%, uno de los más bajos de América Latina, poniendo en evidencia que más de la mitad del país carecía de servicio eléctrico, con niveles tarifarios marcadamente inferiores a los costos de operación que determinaban cuantiosas pérdidas en las empresas eléctricas y, consecuentemente, la ausencia de recursos para ampliar la capacidad de generación, expandir la frontera eléctrica y mejorar la calidad de los servicios existentes.
- c) El proceso de privatización del sector eléctrico generó resultados favorables para el país, en los siguientes aspectos:
 - Ingresos por concesiones y venta obtenidos por el país: US\$ US\$2,083.5 millones.
 - Incremento de 1,691 MW en la potencia instalada, desde el período 1994 (en que se inició la privatización del sector eléctrico) al 2000.
 - Ejecución de nuevas inversiones por un monto no menor de US\$958 millones.

- Elevación del coeficiente de electrificación del país 48.4% en 1992 a 73% en el 2000.
 - Disminución de pérdidas de energía en los sistemas de distribución en el ámbito nacional, pasando de 20.6% en 1994 a 10.7% en el 2000.
 - Mayor acceso del servicio eléctrico a sectores que antes carecían de luz eléctrica.
- d) Sin embargo al inicio del proceso de privatización no se consideraron aspectos importantes, tales como la transparencia del proceso, la concentración del mercado eléctrico, establecimiento de una tarifa social y un sistema de regulación del mercado, los cuales dado el carácter de monopolio natural en la que opera el sector eléctrico, generó malestar en diversos sectores de la población.
- e) La falta de transparencia del proceso generó serios cuestionamientos al proceso de privatización, lo que debe corregirse en la búsqueda de consensos mínimos para entender y buscar nuevas alternativas de privatización con la supervisión y participación de los usuarios organizados.
- f) Con la aplicación de los Convenios de Estabilidad Jurídica por parte de las empresas eléctricas, estas vieron incrementados sus beneficios al estabilizarse la tasa de Impuesto a la Renta y con la Reevaluación de Activos por fusiones, generándose de esta manera estímulos con las que no cuentan otros sectores, marcando una diferencia con las inversiones del capital nacional, así como una menor captación de impuestos por parte del Estado.
- g) La debilidad en lo que respecta a la normatividad de regulación del mercado eléctrico, generó controversias entre los Organismos Reguladores (OSINERG e

INDECOPI), sobretodo en lo que respecta a la concentración del mercado, lo que debe ser corregida con normas claras y de protección al usuario.

- h) Habiéndose privatizado gran parte de las empresas eléctricas, no resulta conveniente para el interés del país perder el control total del mercado eléctrico, tales son los casos de las actividades de generación y transmisión, debe aplicarse nuevas formas de hacer participe al capital privado en la gestión de las empresas públicas, una alternativa interesante representa los contratos de joint venture, donde el inversionista privado aportaría capital y experiencia para el desarrollo de las empresas eléctricas.

BIBLIOGRAFÍA

Campodónico Sánchez, Humberto

1999 "Las Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las Características de la Inversión 1999-2000", Series Reformas Económicas No.25, CEPAL, Perú

Campodónico Sánchez, Humberto

2000 "Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú", Series Reformas Económicas No.8, CEPAL, Santiago de Chile

Comisión de la Promoción de la Inversión Privada – COPRI

2000 "Evaluación del Proceso de Privatización. Sector Electricidad", 75 pp, Dirección de Comunicaciones de la COPRI, Perú.

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

1998 "Anuario Estadístico 1997", 200 pp, Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

1998 "Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano", 140 pp, Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

1999 "Anuario Estadístico 1998", 151 pp, Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

2000 "Anuario Estadístico 1999", 150 pp, Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

1996 "El Informático No.01", Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

1998 "El Informático No.02", Perú

Comisión de Tarifas de Energía-CTE

2001 "El Informático No.05", Perú

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía

2000 Informativo Mensual , N°11, Perú

OSINERG

2001 "Infosinerg", Perú

Ley No.25844 – Ley de Concesiones Eléctricas,

Decreto Supremo No. 009-93-EM- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Ley No.26876 – Ley de Antimonopolio del Sector Eléctrico

Ley No.27510 – Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica

Ministerio de Energía y Minas

2001 "Anuario Estadístico 2000", Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadísticas, Perú

Ministerio de Energía y Minas

1999 "Electricidad 99. Boletín N° 1", 26 pp, Dirección General de Electricidad, Dirección de Promoción y Estadísticas, Perú