

224

**EL SISTEMA TARIFARIO DEL SERVICIO
PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, UNA
EVALUACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE
LOS USUARIOS**

**Giovanna Aguilar Andía
Marzo, 2003**

DOCUMENTO DE TRABAJO 224
<http://www.pucp.edu.pe/economia/pdf/DDD224.pdf>

EL SISTEMA TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, UNA EVALUACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LOS USUARIOS

Giovanna Aguilar Andía

RESUMEN

El objetivo de este estudio es analizar la situación de las tarifas de servicio público de electricidad en el Perú, identificando los posibles factores que explican su elevado nivel. A partir del análisis de la concentración e integración vertical del sector, de la comparación internacional de tarifas y rentabilidades de las empresas prestadoras del servicio, y de la identificación de los aspectos desfavorables a los usuarios en el procedimiento de determinación de las tarifas, se encuentra que las tarifas eléctricas residenciales en el Perú están entre las más elevadas de Latinoamérica, que existe un elevado grado de concentración horizontal y vertical en el mercado eléctrico, que aspectos del procedimiento de fijación de tarifas relacionados con los plazos para la participación de los usuarios son inadecuados, y que existen incentivos en la normatividad para que las empresas actúen en perjuicio de los usuarios finales.

ABSTRACT

The objective of this study is to analyze the situation of energy utilities tariffs in Peru, identifying those factors that could possibly explain their high levels. Based on the analysis of concentration and vertical integration of the sector, on international tariffs comparisons and profitability of the companies which provide this service, and through the identification of those unfavorable aspects for users in the tariff determination process, we found that residential electrical tariffs in Peru are among the highest ones in Latin America, that there is a high horizontal and vertical concentration level in the electrical market, that some points in the tariff settlement process related to the terms for users' participation are inappropriate, and that there are incentives in the law for companies to act with prejudice against final users.

SISTEMA TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD, UNA EVALUACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LOS USUARIOS

Giovanna Aguilar Andía¹

INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye el Informe final de la consultoría “**El Sistema Tarifario del Servicio Público de Electricidad, una evaluación desde el punto de vista de los usuarios**” encargada por la Adjuntía de Servicios Públicos de la Defensoría del Pueblo.

El objetivo de este estudio es hacer un análisis de la situación de las tarifas de servicio público de electricidad identificando los posibles factores que explican su elevado nivel. Se realiza un análisis de la concentración e integración vertical del sector, una comparación de tarifas residenciales y de las rentabilidades de las empresas prestadoras del servicio a nivel internacional. Esta comparación debe permitir situar la problemática del elevado nivel de tarifas eléctricas del país en un contexto que ayude a entender los factores que explican dicho nivel. Por otro lado, se considera también dentro del objetivo general del estudio, hacer un análisis que permita identificar los aspectos del procedimiento de determinación de las tarifas a usuarios finales, que les puedan ser desfavorables con miras a sugerir su modificación a nivel de la norma respectiva.

El documento contiene cuatro secciones además de esta breve introducción. En la primera sección se desarrolla a una rápida descripción del sector eléctrico peruano luego del proceso de privatización iniciado en 1994, para después continuar con la presentación de las características del mercado eléctrico en lo respecta a la concentración horizontal y vertical de la industria. La segunda sección resume el proceso de determinación de las tarifas en el sector y señala, algunos puntos importantes en este proceso que deben revisarse para mejorar la regulación y protección de los consumidores. La tercera sección del informe, presenta una comparación internacional de tarifas a usuarios finales así como de las rentabilidades de un conjunto de empresas seleccionadas en la región. En la cuarta y última sección son presentadas las principales conclusiones del estudio y así como algunas recomendaciones

¹ Agradezco los valiosos comentarios de William Postigo y Rossana Gómez. Deseo agradecer, también, a Ana María Salas y Juan José Miranda por su impecable labor como asistentes de investigación.

para la Defensoría el Pueblo destinadas a mejorar su labor de protección de los usuarios del servicio público de electricidad.

1. EL SECTOR ELECTRICO PERUANO

1.1 Antecedentes

La transformación del sector eléctrico comenzó en 1992 con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE). El objetivo de esta ley era crear las condiciones para el funcionamiento eficaz y competitivo del sector y al mismo tiempo, lograr la participación del sector privado.

La actividad eléctrica fue dividida en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Asimismo se estableció dos sistemas de precios, uno regulado para las actividades que dadas sus características no pudieran realizarse en condiciones de competencia, y uno libre, para aquellas actividades que pudieran realizarse en condiciones de competencia.

Consistente con esta nueva estructura de precios se introdujo una nueva metodología para el establecimiento de los precios o tarifas eléctricas reguladas en cada una de las actividades del mercado.

Para mejorar el funcionamiento de los sistemas eléctricos se crearon los Comités de Operación Económica del Sistema (COES). Estos comités están formados por los titulares de las empresas de generación y de sistemas de transmisión cuyas instalaciones se encuentren interconectadas. Los COES están encargados de coordinar la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

1.2 Estructura del Sistema

Hasta el año 2000 el sistema eléctrico peruano estaba conformado por el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Ambos sistemas funcionaban de manera independiente hasta que en octubre del 2000 se

interconectaron a través de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya, pasando a formar el gran Sistema Interconectado Nacional (SINAC). El SINAC abastece a un 96% de los usuarios a nivel nacional.

Como se mencionó anteriormente, con la LCE la actividad eléctrica quedó dividida en tres actividades: generación, transmisión y distribución. A continuación se describirá brevemente cada una de estas actividades.

1.2.1 Actividades: Generación, Transmisión y Distribución

- **Generación**

Según la LCE la actividad de generación debe desarrollarse en condiciones de competencia perfecta y puede ser llevada a cabo por empresas estatales o privadas.

Dos razones han llevado a considerar este segmento como competitivo. Por un lado el desarrollo tecnológico de las últimas década a permitido la disminución de barreras a la entrada, mediante la posibilidad de contar con centrales térmicas con inversiones menos costosas y menos específicas (permitiendo el uso de diferentes combustibles). Y por otro lado, la teoría y la evidencia empírica muestran que existen sólo economías de escalas crecientes para niveles bajos de producto (Amstrong, 1994). Joskow y Schmalensee (1983) encuentran que la escala mínima eficiencia es de 400MW para generadoras que utilizan combustibles fósiles, para Latinoamérica, Rainieri (1996) encuentra que el tamaño óptimo de planta es de 340 MW para centrales a gas.

En función al insumo utilizado, podríamos mencionar dos tipos principales de generación eléctrica: hidráulica que utiliza agua y térmica que usa combustibles como petróleo, gas, carbón, etc.

La producción de energía eléctrica por generadoras, al cuarto trimestre del 2001, ascendió a 18,375 GWH. De este total el 91% fue producido por centrales hidroeléctricas y el 9% restante por centrales térmicas².

² Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad del Perú. Año 2001. OSINERG, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

El Perú cuenta con un total de 19 empresas de generación, de las cuales 7 son privadas, 6 son estatales y 6 han sido privatizadas desde 1995. Las generadoras más importantes en términos de su participación en la producción de electricidad son: Electroperú (37.7%), Edegel (23.5%) y Egenor (9.3%).

La potencia instalada del SINAC ha experimentado un crecimiento del 43% en el periodo 1990 – 2001. En el año 2001 el SINAC llegó a alcanzar una potencia instalada de 5,906.7 MW.

El siguiente cuadro muestra información sobre las empresas generadoras del SINAC.

Cuadro 1

Estructura de Propiedad de las Empresas Generadoras del SINAC al 2001

Nombre	Propiedad	Fecha de Privatización	Consortio ganador (%)	Control actual
Arcata Energía S.A.	Privada	-----	-----	Grupo Mauricio Hochschild (100%)
Atocongo	Privada	-----	Cementos Lima	Cementos Lima
Cahua S.A	Privatizada	Abr-95	Sipesa (60%)	NRG Energy (USA)
CNP Energía	Privada	-----	Mauricio Hochschild (100%)	NRG Energy (USA)
Edegel	Privatizada	Oct-95	Generandes Co (60%)	Endesa (España)
Pesa	Privatizada	Oct-96	Electrica Cabo Blanco (60%)	Endesa (España)
Egasa	Estado	-----	-----	Estado
Egema	Estado	-----	-----	Estado
Egenor	Privatizada	Jun-96	Inv. Dominion Perú S.A.(60%)	Duke Energy (USA)
Egesur	Estado	-----	-----	Estado
Electro Andes	Privatizada	Jul-01	PSEG (100%)	PSEG (USA)
Electroperú	Estado	-----	-----	Estado
Chavimochic	Estado	-----	-----	Estado
Enersur	Privada	-----	Tractebel S.A.(100%)	Tractebel S.A.(Bélgica)
Etevensa	Privatizada	Dic-95	Generalima (60%)	Endesa (España)
San Gabán	Estado	-----	-----	Estado
Shougasa	Privada	-----	Shougang	Shougang
Sinersa	Privada	-----	Sinersa	Sinersa
Termoselva	Privada	1998	-----	Duke Energy (USA)

Fuente: COPRI, INDECOPI y GART.

Elaboración propia

A pesar de que el proceso de privatización en este segmento del mercado eléctrico ha avanzado bastante desde que se iniciara en 1995, el Estado mantiene una posición importante al poseer aún la empresa Electroperú que como ya fue mencionado, aporta más de la tercera parte de la energía producida en el país.

- Transmisión

La actividad de transmisión está encargada del transporte de la electricidad a altos niveles de voltaje permitiendo que los generadores puedan abastecer a los distribuidores y grandes clientes.

El sistema de redes de transmisión (T) se divide en un sistema principal y un sistema secundario.

El sistema principal de transmisión (SPT) está conformado únicamente por las líneas de transmisión que unen sub-estaciones o barras base y permiten el libre tránsito de la electricidad sin asignar responsabilidad particular a ningún generador por dicha circulación. Este conjunto de barras base y líneas de transmisión que forman parte del SPT constituyen el mercado mayorista de electricidad.

El sistema secundario de transmisión (SST) está conformado por las sub-estaciones y líneas de transmisión en las que es posible identificar al usuario (generador, distribuidor o cliente final) responsable por el uso de dichas instalaciones.

El total de líneas de transmisión del SINAC tienen una longitud³ de 3,697.8 km. En el mes de junio del presente año, se llevó a cabo la privatización de las empresas ETECEN y ETESUR, adjudicándosele la buena pro de la concesión a la empresa colombiana de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

Eteselva es una empresa privada de propiedad del grupo Duke Energy y participa en el negocio de la transmisión a través de su línea Tingo María – Vizacarra (Paramonga).

El Estado peruano participa en el mercado de transmisión a través de las líneas que abastecen al proyecto Olmos - Tinajones.

Debe mencionarse que el Estado mantiene un programa de inversiones en las redes de interconexión con la participación del sector privado. Producto de esta iniciativa estatal se ha construido las siguientes líneas de interconexión y transmisión: Mantaro – Socabaya, que permitió la interconexión del SICN y SISUR, la Red Eléctrica del Sur (REDESUR) y las

³ Información proporcionada por el COES-SEIN para el año 2000.

líneas Pachachaca-Oroya, La Oroya-Carhuamayo - Derivación Antamina; y Aguaytía-Pucallpa.

Con la transferencia de las empresas ETECEN y ETESUR y la concesión de varios proyectos de interconexión al capital privado, la actividad de transmisión es, prácticamente, controlada por agentes privados, siendo la participación estatal marginal.

- Distribución

La actividad de distribución está conformada por las redes de media (MT) y baja (BT) tensión necesaria para distribuir la energía comprada a los generadores en el mercado mayorista y hacerla llegar hasta los consumidores finales.

Las redes eléctricas del sistema peruano se clasifican de acuerdo a cuatro niveles de tensión:

1. Muy alta tensión (MAT) tensiones superiores a 100 kv.
2. Alta tensión (AT) tensiones superiores a 30 kv. pero inferiores a 100 kv.
3. Media tensión (MT) tensiones superiores a 440 v pero inferiores a 30 kv.
4. Baja tensión (BT) tensiones inferiores a 440v.

La actividad de distribución está caracterizada por ser un monopolio natural, razón por la cual los precios que se cobran por el servicio de distribución se encuentran regulados por la autoridad competente. Asimismo la LCE establece que las empresas distribuidoras deben permitir el acceso a sus redes a otras empresas de distribución y generación para permitir que funcione la libre competencia en el mercado de generación.

Actualmente operan en el Perú 19 empresas de distribución, de las cuales 9 han sido privatizadas, 6 son todavía estatales y 4 son privadas.

Cuadro 2

Estructura de Propiedad de las Empresas Distribuidoras del SINAC al 2001

Nombre	Propiedad	Fecha de Privatización	Consortio ganador (%)	Control actual
EdeCañete	Privatizada	Jun-96	Luz del Sur (100%)	PSEG (USA)
EdeChancay	Privatizada	Dic-95	Inversiones Distrilima (60%)	Endesa (España)
Edelnor	Privatizada	Jul-94	Inversiones Distrilima (60%)	Endesa (España)
Electro Centro	Privatizada	Nov-98	José Rodríguez Banda S.A.(30%)	Estado
Electro Nor Oeste	Privatizada	Nov-98	José Rodríguez Banda S.A.(30%)	Estado
Electro Norte	Privatizada	Nov-98	José Rodríguez Banda S.A.(30%)	Estado
Electro Norte Medio	Privatizada	Nov-98	José Rodríguez Banda S.A.(30%)	Estado
Electro Oriente	Estado	-----	-----	Estado
Electro Puno	Estado	-----	-----	Estado
Electro Sur	Estado	-----	-----	Estado
Electro Sur Este	Estado	-----	-----	Estado
Electro Sur Medio	Privatizada	Feb-97	Hica Inversiones (98.2%)	Hica (Argentina)
Electro Tocache	Privada	-----	-----	s.i
Electro Ucayali	Estado	-----	-----	Estado
Emsemsa	Privada	-----	-----	s.i
Emseusa	Privada	-----	-----	s.i
Luz del Sur	Privatizada	Jul-94	Ontario Quinta AVV (60%)	PSEG (USA)
Seal	Estado	-----	-----	Estado
Sersa	Privada	-----	-----	s.i

Fuente: COPRI; INDECOPI y GART.

Elaboración Propia

s.i = sin información

Las empresas Electro Centro, Electro Nor Oeste, Electro Norte y Electro Norte Medio si bien fueron privatizadas en el año 1998, fecha en que adjudicó su concesión al grupo peruano José Rodríguez Banda, a la actualidad están bajo el control estatal debido a que por el incumplimiento de los pagos establecidos en el contrato, el Estado peruano debió retomar la gestión de las mismas en el presente año.

El Estado peruano a través de la propiedad de las empresas regionales de transmisión es aún un importante agente en el segmento de distribución de energía.

1.2.2 Los mercados: libre y regulado

La legislación peruana distingue dos segmentos de mercado para las transacciones de energía eléctrica. El primero de ellos es el mercado libre, que comprende las transacciones entre grandes clientes⁴, definidos como aquellos cuyos consumos de potencia son superiores a 1 MW, y las empresas proveedoras del servicio, las cuales pueden ser generadoras o distribuidoras siempre que estas transacciones no se destinen al Servicio Público de Electricidad. En este mercado sólo el precio correspondiente al segmento de generación se establece libremente por la acción de oferta y demanda. Los precios que cubren los costos de la transmisión y la distribución son regulados por el OSINERG.

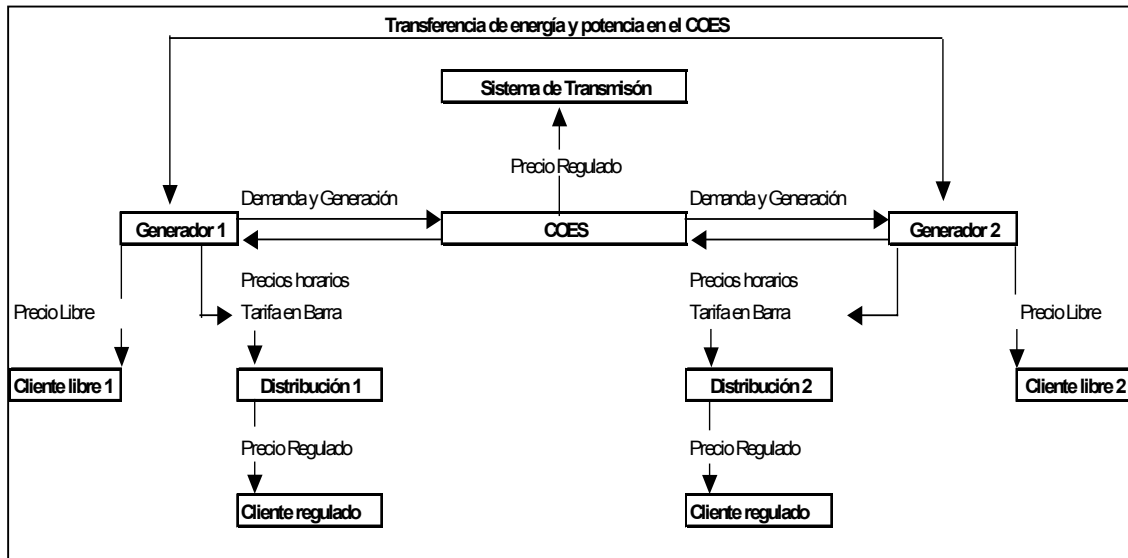
El segundo segmento es el mercado regulado, donde los consumidores tienen consumos inferiores a 1 MW y los ofertantes son las empresas de distribución. Este mercado comprende el Servicio Público de Electricidad. En este mercado los precios (tarifas) son fijados por el organismo regulador de precios en el sector. La LCE ha establecido que los precios regulados no pueden diferir en más o menos del 10% de los precios establecidos en el mercado libre.

Debido a que la energía eléctrica no es un bien que pueda ser almacenado, se requiere que la demanda sea satisfecha inmediatamente, es decir, que se genere la energía que es demandada por los usuarios. Para lograr una eficiente coordinación del despacho se ha creado el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La programación del despacho se realiza en base al mínimo costo, independientemente de los contratos que los generadores deban cumplir. Si uno de ellos no puede producir la energía suficiente para cumplir con sus contratos, debido a sus costos, pueden “comprar” energía a otros generadores a un costo menor. Esto determina la existencia de un mercado intermedio (**mercado spot**) en donde las transferencias de energía y potencia entre generadores son determinadas por el COES, así como los precios a los que estas se realizan.

⁴ Estos clientes son por lo general empresas mineras o grandes complejos industriales.

Gráfico 1



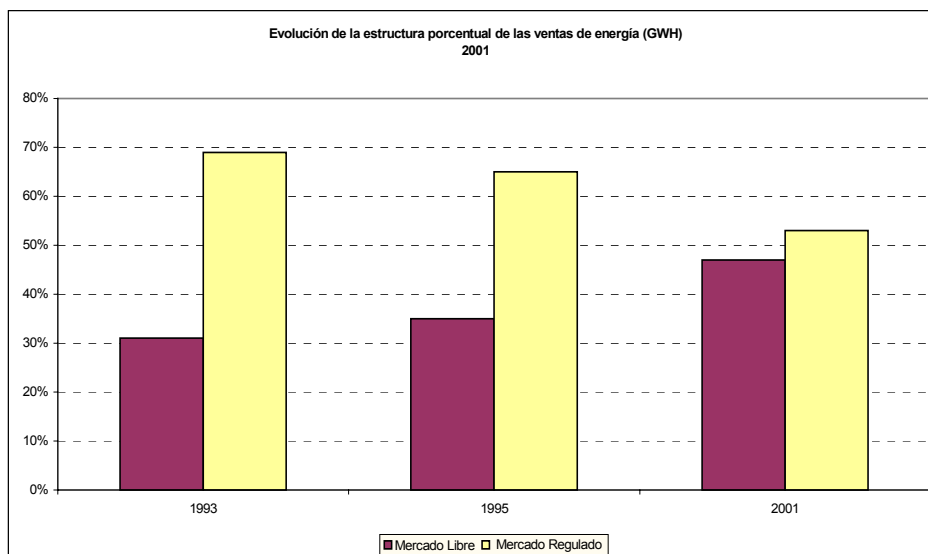
Fuente: Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000. CTE.

En el año 2001 las ventas totales de energía ascendieron a 16,417 GWH, lo cual representó un incremento del 5.7% en relación al año 2000. Las ventas en el mercado libre representaron el 47.3% y las del mercado regulado, 52.7%.

El gráfico 2 muestra la evolución de la estructura de ventas de energía en el SINAC por tipo de mercado. Es notable la expansión que se observa en las ventas dirigidas al mercado de clientes libres. En el año 1993, las ventas en este mercado representaron, apenas, el 31% de las ventas totales mientras que el año pasado llegaron a ser casi el 50% de las ventas, lo cual demuestra un importante crecimiento del mercado libre.

Por otro lado, el número de total de clientes finales en el año 2001 fue de 3'452,688, siendo 237 libres y 3'452,451 regulados.

Gráfico 2



1.3 Marco Regulatorio del Sector

La política de privatizaciones seguida por el Gobierno impuso la necesidad de contar con un marco regulatorio y un conjunto de instituciones que velaran por el cumplimiento del mismo. Ambos elementos debían garantizar el cumplimiento de los contratos con las empresas privadas y el buen funcionamiento del mercado para beneficio de los usuarios (cobertura, calidad, tarifas).

El marco legal en el que se desenvuelve la actividad eléctrica en el Perú está definido por el siguiente conjunto de Leyes:

- Ley de Concesiones Eléctricas (D.L 25844), reglamentada en febrero de 1993 mediante el D.S. No 009 -93- EM. Establece los nuevos lineamientos generales para el desarrollo del negocio eléctrico con la participación del sector privado.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S. N° 020-97-EM.) Establece los niveles mínimos de calidad para los servicios eléctricos que deben ofrecer las empresas prestadoras de estos servicios.
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley No 26876). Con esta Ley son permitidas las concentraciones horizontales y verticales en la actividad eléctrica con autorización del INDECOPI

- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley No 27332). Mediante esta Ley se le otorgan más funciones al OSINERG y se lo fusiona con la Comisión de Tarifas Eléctricas.

El sistema de Supervisión de la Inversión en Energía agrupa a las tres instituciones encargadas de regular el mercado eléctrico.

- La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE-MEM), es el órgano responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico así como de diseñar los lineamientos de la política general del sector.
- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), tiene como misión **fiscalizar** el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del subsector eléctrico y de hidrocarburos y de aquellas referidas a la protección y conservación del medio ambiente.
- El Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). En el campo eléctrico, vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados. Es el organismo responsable de la aplicación de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, por cual debe evaluar y autorizar las solicitudes de concentración en el sector.

1.4 El proceso de privatización

El proceso de privatización en el sector eléctrico se inició el 22 de mayo de 1992, cuando ELECTROLIMA y ELECTROPERU se incluyen en el proceso de promoción de la inversión privada, mediante Resolución suprema N° 289-92-PCM.

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas (que dispone la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución), ELECTROLIMA que era la empresa de distribución más grande del país y la segunda empresa generadora, fue dividida en cuatro empresas de distribución: Edelnor, Edelsur, EDE Chancay y EDE Cañete y una de generación Edegel. La modalidad de transferencia al sector privado, adoptada en cada caso,

consistió en la subasta pública internacional del 60% de las acciones. 10% de las acciones fueron ofrecidas a los trabajadores, en derecho preferente según el D.Leg 674, quedando la diferencia porcentual en poder del Estado para su posterior venta a inversionistas institucionales, a través de Ofertas Públicas de Venta y Subastas; y a la ciudadanía en general vía el Sistema de Participación Ciudadana⁵.

ELECTROPERU era la empresa estatal encargada en forma directa y a través de sus subsidiarias, de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad en todo el país. Considerando los mismos objetivos y estrategias de privatización que para ELECTROLIMA, en ELECTROPERU se crearon las siguientes empresas de generación: Egenor, Cahua S.A., Etevensa (empresa propietaria de la central térmica de Ventanilla) y EEPSA (empresa creada con las plantas de generación térmica de Petroperú en la zona de Talara). La modalidad adoptada en la privatización de Egenor y Cahua S.A. fue la venta del 60% de las acciones. En el caso de Etevensa, se procedió a la entrega de la mayoría del accionariado vía capitalización de un proyecto de inversión. La empresa EEPSA se privatizó a través de la combinación de un proyecto de inversión y venta de acciones.

Durante el periodo 1994-1996 se realizó el mayor número de privatizaciones y concesiones. Un total de nueve empresas (cinco generadoras y cuatro de distribuidoras) fueron transferidas al sector privado. Como lineamiento general, las bases especificaban que el consorcio que se adjudicase la concesión, debiera ser o incluir una entidad con experiencia, directamente o a través de empresas vinculadas en al menos 51% en la actividad de distribución o generación de electricidad.

Entre 1997-1998 los objetivos de la privatización fueron orientados a mantener el servicio en áreas remotas y promover la participación de inversionistas nacionales, no necesariamente operadores internacionales. Se creó, vía Resolución Suprema N°174-96-PCM, el Comité Especial de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas Regionales de Electricidad CEPRI EE.RR.EE. Inicialmente, las empresas regionales de distribución comprendidas en el nuevo programa de privatizaciones fueron: Electro Sur Medio S.A., Electro Norte Medio S.A., Electro Centro S.A., Electro Norte S.A., Electro Noroeste S.A.,

⁵ Mediante Resolución suprema N°371-94-PCM se constituyó el CEPRI - Participación ciudadana encargado de llevar a cabo la transferencia en las siguientes empresas eléctricas: Luz del Sur, Edelnor, Edegel, Egenor, Cahua, EEPSA y Etevensa. Este CEPRI además se encargaría de otros sectores diferentes al eléctrico.

Electro Sur S.A., Electro Sur Oeste S.A. y Electro Sur Este S.A. Las empresas regionales de generación comprendidas fueron: Egemsa, Egasa y Egesur. Durante este periodo se privatizó cinco empresas de distribución y no se privatizó ninguna generadora a pesar de haberlas incluido en el programa de privatizaciones para este periodo.

En este mismo periodo, fue otorgado en concesión la línea de transmisión Mantaro – Socabaya que permitiría la interconexión del SICN y SIS, en un solo gran Sistema Interconectado Nacional (SINAC).

Entre 1999 - 2000 se perdió el dinamismo del proceso de privatización y sólo se otorgó en concesión el Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur (Redesur).

Entre 2001-2002 se otorgaron en concesión dos proyectos de transmisión y se privatizaron tres empresas de generación, el proceso de dos de ellas Egasa y Egesur esta en manos del poder judicial.

1.4.1 Privatización de las empresas de generación

Como se mencionó anteriormente, desde 1994, han sido privatizadas seis empresas generadoras. Entre 1994 y 1996, se privatizaron: Edegel, Cahua S.A., Etevensa, Egenor y EEPSA.

**Cuadro 3
Privatización de las Empresas de Generación al 2001**

Nombre	Fecha de Privatización	Consortio Ganador (%)	Capital Social inicial	Transferencias intermedias	Control Actual
Cahua S.A.	25-Abr-95	Sipesa (60%)	Sipesa (60%) Trabajadores (10%) Skanska Bot AB-Nordic Power Invest AB (30%)	- Vattenfall compró a Sipesa - NRG compró a Vattenfall - NRG compro a Skanska BOT	NRG Energy (USA)
Edegel	17-Oct-95	Generandes Co (60%)	Entergy Co (50%) Endesa de Chile (43%) Graña y Montero (3%) Banco Wiese (4%) Trabajadores (10%) OPV en 3 tramos (30%)	- Endesa España adquiere el 65% accionariado de Enersis S.A. - Enersis S.A adquiere el 30% del accionariado de Endesa de Chile	Endesa (España)
Etevensa	12-Dic-95	Generalima (60%)	Endesa España (72.53%) Inversiones Crédito del Peru (25%) Cosapi S.A Perú (2.5%) Trabajadores (10%)	-----	Endesa (España)
Egenor	25-Jun-96	Inv. Dominion Perú S.A. (60%)	Dominion Energy Inc (97.6%) Marc T. Cox IV (1.2%) + Thomas F Farrel (1.2%) Trabajadores (10%) Subasta Publica - Duke Energy (30%)	-La casa matriz Dominion Energy de EEUU vendió el 49% de sus acciones en EEUU a Chilgener de Chile en 1997	Duke Energy (USA)
PESA	2-Oct-96	Eléctrica Cabo Blanco S.A. (60%)	Endesar Energía Andina S.A. Peru Electricity Fund	-----	Endesa (España)
Electro Andes S.A.	20-Jul-01	PSEG Global Inc (70%)	PSEG GLOBAL INC (70%) Doe Run Peru SRL (30%) Trabajadores (10%)	-----	PSEG Global Inc (USA)

Fuente: COPRI; INDECOPI, OSINERG
Elaboración Propia

El 2001 se retomó el proceso de transferencia de las empresas de generación al sector privado, y como resultado se tuvo la privatización de la empresa Electro Andes S.A. en julio de ese año. Para el año 2002 se tenía programada la transferencia al sector privado de las generadoras Egasa y Egesur.

Egasa y Egesur fueron constituidas en 1994 como empresas de generación eléctrica y son de propiedad del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONFE). En junio del 2002, se subastó el 100% de las acciones de propiedad del Estado de ambas empresas mediante una oferta pública, empujando el mecanismo de venta en subasta pública, otorgando la buena pro a la mayor sumatoria de precios ofertados. Es decir la oferta debería ser por ambas empresas, siendo el ganador el consorcio Tractebel S.A.

El otorgamiento de la buena pro a la empresa belga desató la protesta y el reclamo de la población arequipeña quienes liderados por su alcalde interpusieron una acción de amparo ante la Corte Superior de Justicia de Arequipa para detener el proceso de privatización de Egasa y para que se reconozca a la región Arequipa como la propietaria de las acciones de la empresa eléctrica sureña. Luego de siete meses el conflicto aun no ha sido resuelto y la empresa Tractebel ha decidido retirar su oferta por las dos empresas de generación, aduciendo un cambio sustancial en las condiciones de venta.

Según se observa en el cuadro 3, la estructura de propiedad inicial de las primeras empresas privatizadas ha experimentado importantes cambios. El control de la empresa Cahua S.A., que en sus inicios estaba en manos del grupo nacional SIPESA, en la actualidad ha pasado a manos del grupo americano NRG Energy. En el caso de la generadora Edegel, la fusión internacional de capitales de las empresas Endesa y Enersis de Chile con Endesa de España, ha otorgado a esta última el control de la propiedad de la generadora.

La empresa Egenor, que inicialmente estaba bajo el control del consorcio Inversiones Dominion del Perú S.A., en la actualidad es controlada por la empresa Duke Energy de Estados Unidos.

Endesa de España logró obtener, después de una serie de compras intermedias, el control de la propiedad de empresa EEPSA.

1.4.2 Privatización de las empresas de transmisión

La modalidad de concesión usada para la transferencia de las líneas de transmisión de este sector fue la de Build – Own – Operate -Transfer BOOT (construir, operar y transferir al Estado luego de cierto período). La empresa concesionaria tendrá la responsabilidad del diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y exportación del sistema de transmisión (incluyendo su mantenimiento, reparación y prestación de servicio), durante un plazo de casi 30 años.

Bajo este esquema de se otorgó en concesión la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya al Consorcio Transmantaro S.A., además de otros dos proyectos, Redesur (Reforzamiento de los Sistemas del Sur) a la empresa Red Eléctrica de España, y las líneas de transmisión Pachachaca-Oroya, La Oroya-Carhuamayo-Derivación Antamina y Aguaytía-Pucallpa a la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A.

Cuadro 4
Privatización de las empresas y líneas de Transmisión

Nombre	Fecha de Privatización	Consortio Ganador	Capital Social inicial	Control Actual
Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya	15-Ene-98	Consortio Transmantaro S.A.	-Hydro Québec International Inc (80%) -Graña y Montero (5%) -Etecen (15%)	Hydro Québec (Canada)
Reforzamiento de los Sistemas del Sur	29-Ene-99	REDESUR	-Red Eléctrica de España S.A. (30%) -Cobra Perú S.A. (20%) -Abengoa Peru S.A. (20%) -Banco Central Hispano Americano S.A. (15%)	Red Eléctrica de España
Líneas: Pachachaca-Oroya, Oroya-Carhuamayo-Antamina Aguaytía Pucallpa	16-Feb-01	Interconexión Eléctrica S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)	ISA (Colombia)
Etecen y Etesur	5-Jun-02	Interconexión Eléctrica S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)	ISA (Colombia)

Fuente: COPRI; INDECOPI, OSINERG
Elaboración Propia

1.4.3 Privatización de las empresas de distribución

El inicio del proceso de privatización se produjo en el sector de distribución, con la transferencia de dos de las principales empresas en las que había sido dividida Electrolima y que además, estaban ubicadas en Lima Metropolitana: Edelnor (en la zona norte) y Luz del Sur (en la zona sur). Por ser de un tamaño atractivo para los inversionistas, se esperaba que con su consolidación motivasen a nuevos inversionistas para la privatización de empresas cercanas a la zona como Ede Chancay y Ede Cañete.

En julio de 1994 fueron privatizadas Edelnor y Luz del Sur, resultando ganadores los consorcios Inversiones Distrilima y Ontario Quinta AVV respectivamente. Luego de ocho años, el control de la propiedad de las empresas ha cambiado. Edelnor está bajo el control total de Endesa de España y Luz del Sur pasó a manos de la empresa americana PSEG.

La empresa Ede Chancay fue privatizada en el año 1995 y Ede Cañete en 1996, ambas pasaron a control de los grupos que adquirieron Edelnor y Luz del Sur. A la fecha el control de su propiedad está bajo los mismos grupos económicos que controlan Edelnor y Luz del Sur.

Cuadro 5
Privatización de las Empresas de Distribución

Nombre	Fecha de Privatización	Consortio Ganador (%)	Capital Social inicial	Transferencias	Control Actual
Edelnor	12-Jul-94	Inversiones Distrilima (60%)	-Compañía Peruana de Electricidad (25%) -Inv Centenario Pacifico Peruano-Suiza (2.27%) -Endesa de España (17.75%) -Chilectra Metropolitana (Chile 13.25%) -Enersis (Chile 29%) -Grupo Crédito (Peru 9.61%) -Cosapi (Perú 1.14%) -Trabajadores (3.7%) -OPV 2 Tramos (9.36) y (27.1%)	- Endesa España adquiere el 65% accionariado de Enersis S.A. - Enersis S.A adquiere el 30% del accionariado de Endesa de Chile	Endesa (España)

Luz del Sur	12-Jul-94	Ontario Quinta AVV(60%)	-Ontario Hydro de Canadá (56%) -Chilquinta Internacional de Chile (44%) -Trabajadores (10%) -OPV (29.9%) -Subasta Holandesa (3.19%)	-PSEG y Sempra adquieren 99% de Chilquinta Internacional -Ontario Hydro de Canadá vende a Peruvian Opportunity Co (POC) -POC pertenece a PSEG y Sempra	PSEG Global Inc (USA)
Ede Chancay	15-Dic-95	Inversiones Distrilima (60%)	-Compañía Peruana de Electricidad (25%) -Inv Centenario Pacifico Peruano-Suiza (2.27%) -Endesa de España (17.75%) -Chilectra Metropolitana (Chile 13.25%) -Enersis (Chile 29%) -Grupo Crédito (Peru 9.61%) -Cosapi (Perú 1.14%) Trabajadores (0.72%)	- Endesa España adquiere el 65% accionariado de Enersis S.A. - Enersis S.A adquiere el 30% del accionariado de Endesa de Chile	Endesa (España)
Ede Cañete	27-Jun-96	Luz del Sur (100%)	Luz del Sur (100%)		PSEG Global Inc (USA)
Electro Sur Medio	11-Feb-97	Hica Inversiones (98.2%)	-Iate S.A. (Argentina 50%) -C.Tizón P.S.A. (Perú 29%) -Amauta Industrial S.A.(Peru 10%) -Suazo&Zolidoro Consultores Asoc. (Peru 6%) -Constructora Vásquez Espinosa S.A. (Perú 5%) -Privado (1.8%)		Hica (Argentina)
Electro Norte Medio	25-Nov-98	José Rodríguez Banda (30%)	José Rodríguez Banda (30%)	Estado retoma la gestión	Estado
Electro Centro	25-Nov-98	José Rodríguez Banda (30%)	José Rodríguez Banda (30%)	Estado retoma la gestión	Estado
Electro Norte	25-Nov-98	José Rodríguez Banda (30%)	José Rodríguez Banda (30%)	Estado retoma la gestión	Estado
Electro Noroeste	25-Nov-98	José Rodríguez Banda (30%)	José Rodríguez Banda (30%)	Estado retoma la gestión	Estado

Fuente: COPRI; INDECOPI, OSINERG
Elaboración Propia

Las empresas regionales de distribución Electro Norte, Electro Centro, Electro Norte y Electro Noroeste, fueron entregadas en concesión al grupo José Rodríguez Banda en el año 1998. Sin embargo, debido al incumplimiento de los pagos el Estado retomó la propiedad de las mismas en el año 2001.

1.5 Marco legal de las políticas de fusiones de las empresas eléctricas

La LCE promulgada en 1992, estableció que un mismo titular no podía efectuar, simultáneamente, las actividades de generación, transmisión y/o distribución. Entonces, inicialmente sólo se estableció control sobre la concentración vertical mas así sobre la concentración horizontal en los segmentos del mercado eléctrico. Tampoco se estableció nada en relación al control que podían ejercer los grupos económicos del mercado actuando a través de sus empresas subsidiarias.

En 1995, se promulgó el Decreto Supremo N o 27-95-ITINCI en el que se establecía ya un cierto control para las concentraciones derivadas de las fusiones, adquisiciones o asociaciones de una empresa eléctrica que tuviera posición dominante.

En el año 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico y el siguiente año su reglamento⁶. Mediante esta nueva normatividad se dejó sin efecto la prohibición a la integración vertical establecida inicialmente en la LCE y se puso en vigencia una serie de disposiciones necesarias para controlar las fusiones y operaciones de adquisiciones en el sector. En principio se prohíbe los actos de concentración vertical u horizontal que tengan por efecto dañar, disminuir o restringir la libre competencia y la libre concurrencia en el mercado eléctrico. Se estableció que el INDECOPI debía autorizar las concentraciones verticales en las que estuvieran involucradas empresas con una participación en el mercado de 5% o más, antes o después de la fusión. En relación a la concentración horizontal, el INDECOPI debe evaluar y autorizar las operaciones en las que estén involucradas empresas con 15% o más de participación en el mercado antes o después de la concentración.

⁶ DS N° 017-98-ITINCI, Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.

Según el nuevo marco legal para la política de fusiones de las empresas del sector, el INDECOPI a través de la Comisión de Libre Competencia, puede aprobar, desaprobar o condicionar las operaciones de concentración vertical u horizontal, dependiendo de los efectos que puedan tener sobre la competencia en el sector. Los criterios de evaluación incluyen varios factores: la definición de los mercados relevantes, cálculo del grado de concentración, análisis de la existencia de barreras a la entrada, de la posibilidad de posiciones dominantes en el mercado, comportamientos colusivos. Ahora bien, es posible que la autoridad correspondiente pueda dar pase a la concentración cuando ella genere ganancias en eficiencia que superen los posibles daños sobre la competencia.

En la medida que el reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio no involucraba directa o indirectamente a entidades o empresas del Estado, en junio del 2002 se estableció un procedimiento especial a los actos de concentración derivados de los procesos de promoción de la inversión privada en las empresas eléctricas de propiedad del Estado.

Con el DS N°087-2002-EF se evaluaría con los órganos competentes (PROINVERSION o el CEPRI) las operaciones de concentración, sin que dicha revisión interfiera o afecte el normal desenvolvimiento del proceso de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado.

1.6 Características del Mercado Eléctrico

En esta sección del documento corresponde hacer una evaluación de las características del mercado eléctrico en lo que respecta a la concentración horizontal o vertical.

La concentración horizontal está referida a las operaciones en las que se encuentran involucradas empresas que realizan una sola actividad en el sector eléctrico. Por otra parte, la concentración vertical del mercado involucra a empresas que realizan más de una actividad en el sector.

1.6.1 Concentración Horizontal

La concentración horizontal en el mercado eléctrico será analizada a través de una rápida revisión de las fusiones de empresas y de la estructura de propiedad de las mismas.

En el segmento de generación se ha presentado un solo caso de fusiones entre empresas. Este se produjo cuando la empresa Endesa de España adquiere las acciones de la Empresa Enersis de Chile, la que ya había adquirido las empresas de Endesa de Chile.

Endesa de España había adquirido durante el proceso de privatización, la propiedad de dos generadoras: Etevensa en el año 1995 y la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) en 1996. En tanto que Enersis había alcanzado la propiedad de las empresas distribuidoras: Edelnor en 1994 y EdeChancay en 1995 a su vez, Endesa de Chile había adquirido la propiedad de la generadora Edegel en 1995. Al producirse la fusión de Endesa de España con Enersis y Endesa de Chile, la primera termina controlando la propiedad de tres generadoras Etevensa, EEPSA y Edegel (concentración horizontal) y dos distribuidoras: Edelnor y EdeChancay (concentración vertical). Esta última será trabajada más adelante.

Merece la pena mencionar aquí algunos de talles de cómo la operación de concentración se realizó. Luego de recibida la solicitud de fusión y de evaluados los posibles efectos sobre la competencia en la actividad de generación y distribución, el INDECOPI aprobó la operación⁷ considerando que era poco probable que se desarrollen prácticas anticompetitivas debido al marco regulatorio vigente pero a su vez se impuso condiciones para el funcionamiento de las empresas.

En su resolución, INDECOPI, obliga a Edelnor a licitar sus compras entre todas las empresas de generación (vinculadas o no) y restringe el poder de voto del Grupo Endesa en el COES, reduciendo sus votos de tres a dos.⁸

Por otro lado, es posible identificar otros grupos que concentran varias unidades de generación aun cuando esta concentración no es producto de la política de fusiones seguida por las empresas.

⁷ Resolución N°12-99 INDECOPI, Comisión de Libre Competencia.

⁸ OSINERG, *Fusiones Horizontales en la Generación Eléctrica Peruana*. p.10, mimeo.

Duke Energy era ya propietaria de la generadora Termoselva cuando accedió al control de la generadora Egenor en 1999 adquiriendo el 30% de las acciones de esta empresa.

La empresa norteamericana NRG Energy, es la tercera empresa de energía en el mundo y posee generadoras de energía en Perú, Bolivia y Brasil. A través de dos operaciones de adquisición de acciones, en el año 2001, el grupo NRG Energy consiguió el control del accionariado de la empresa de generación Cahua S.A. Sin embargo, esta empresa era ya propietaria de la empresa generadora Cementos Norte Pacasmayo (CNP Energía), luego de la adquisición de Cahua S.A controla dos generadoras.

El Estado peruano también posee importantes unidades de generación (Electroperú, Egemsa, San Gabán y Chavimochic) que lo constituyen como un grupo adicional que concentra poder en el mercado de generación eléctrica.

El siguiente cuadro resume la concentración horizontal en el segmento de generación por grupos empresariales.

Cuadro 6

Grupo Empresarial	Generadora	Potencia instalada (MW)	Total del grupo MW (%)
Endesa de España	Etevensa	328	33.65
	PESA	146	
	Edegel	1001	
Tractebel	Enersur	365	8.33
Duke Energy	Egenor	543	15.97
	Termoselva	157	
NRG Energy	Cahua S.A.	47.5	2.51
	CNP Energia	62.6	
Estado Peruano	Electroperú	860	34.11
	Egamsa	103	
	San Gabán	146	
	Egasa	325	
	Egesur	61	
Otras	Electroandes	174	5.43
	Shougesa	64	
Total		4383.1	100.00

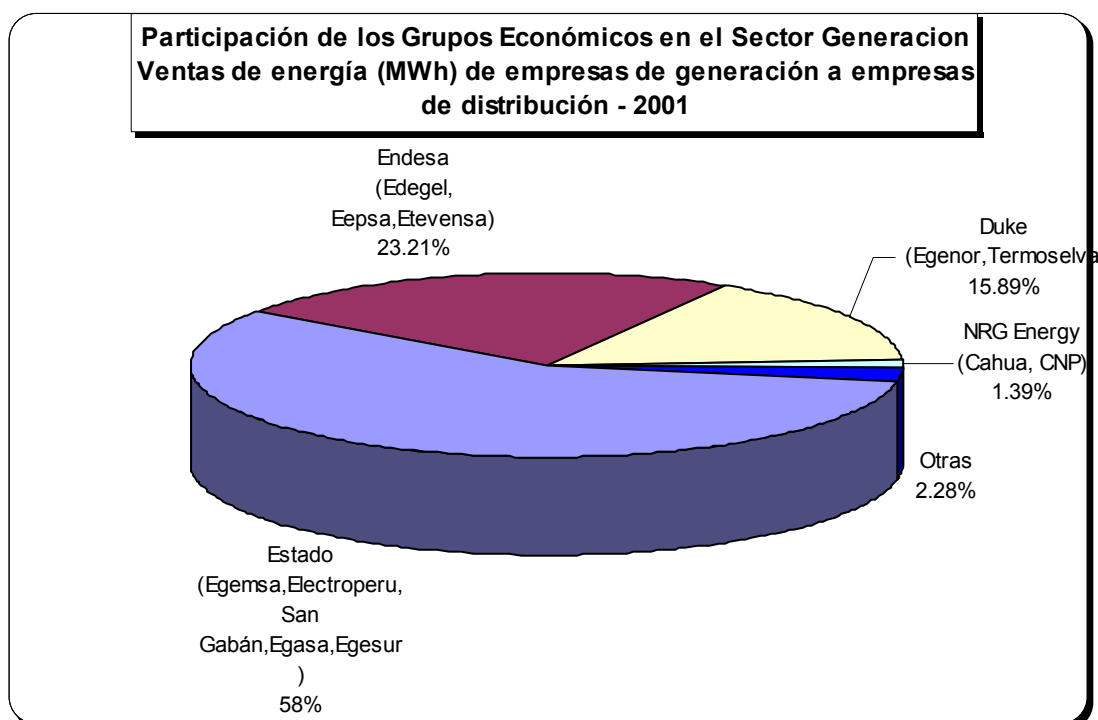
No incluye potencia de Chavimochic en las generadoras estatales, ni Arcata Energía, Atocongo y Sinersa en otras.

Fuente: El Informativo GART-OSIGNERG Mayo 2002 p.16 y p.19

Los mercados relevantes para el estudio de la concentración en el segmento de generación son, el de ventas de energía de las empresas de generación a las empresas de distribución, y el mercado libre, es decir el de ventas de energía de generadoras a clientes finales.

El gráfico 3 muestra la participación de los grupos económicos – empresariales en el total de ventas de energía, en términos físicos (MWh), de las empresas generadoras a empresas distribuidoras para el año 2001. Los grupos más importantes en orden descendente son: el Estado peruano con aproximadamente el 50% de las ventas, el grupo Endesa de España con el 23.21% de las ventas, el grupo Duke con aproximadamente el 16%, el grupo NRG Energy con el 1.39% y otros con el 2.28%.

Gráfico 3

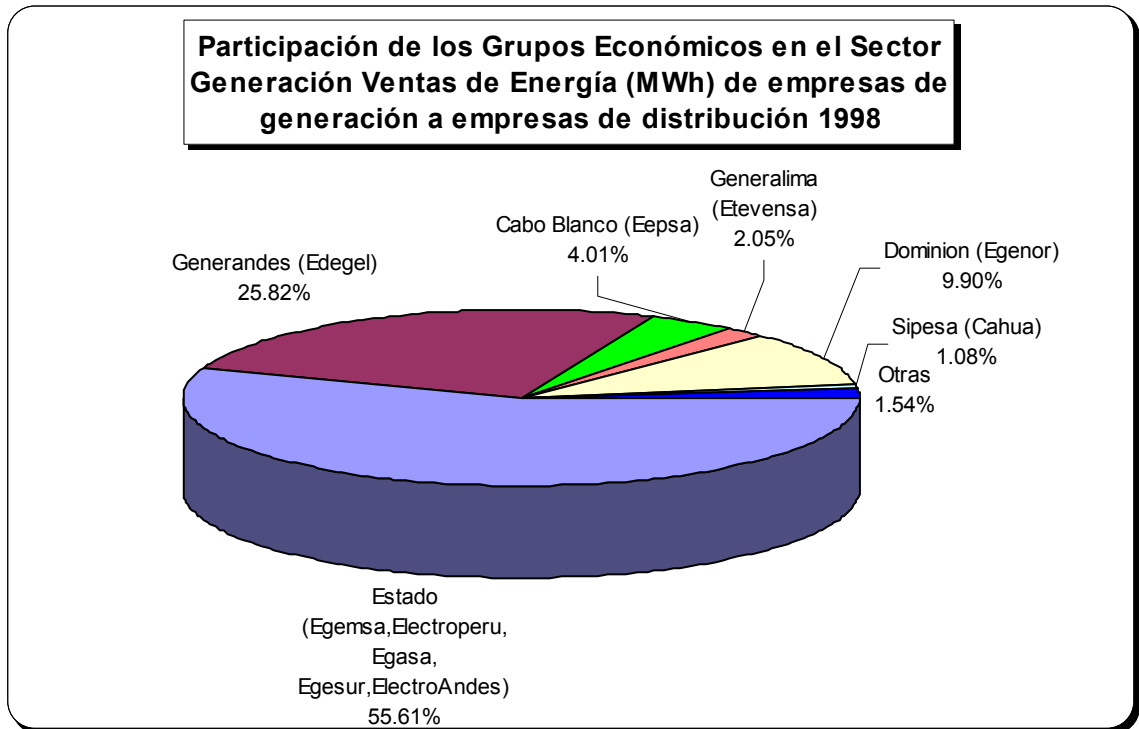


Fuente: OSINERG
Elaboración propia

Este es un mercado altamente concentrado a pesar de contar con un número elevado de unidades de generación. Si bien el Estado controla el 50% de la oferta de energía para las empresas de distribución, otros dos grupos, Endesa de España y Duke son responsables de 23.21% y 15.89% de la energía vendida en este mercado respectivamente, concentrando en total el 39% del mercado.

La concentración de este mercado es mucho más evidente si se compara con la situación que tenía la estructura de ventas en el año 1998.

Gráfico 4

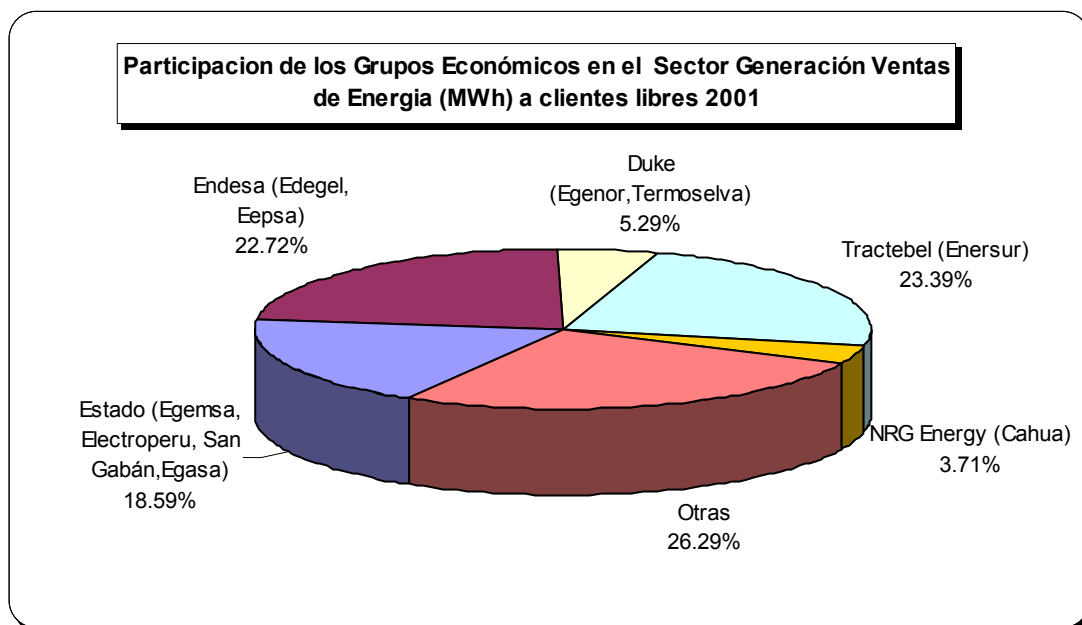


Fuente: OSINERG
Elaboración propia

Según se muestra en el gráfico 4, en el año 1998 las empresas participaban en el mercado de ventas de energía a distribuidores de forma individual y no como parte de un consorcio empresarial, habiendo por lo tanto menor concentración del mercado en grupos económicos.

Como ya se mencionó, otro mercado relevante para el estudio de la concentración horizontal en el mercado eléctrico, es de las ventas a clientes libres. El gráfico 5 muestra la participación de los grupos empresariales, que actúan en la generación eléctrica en el total de ventas a clientes finales (clientes libres) para el año 2001.

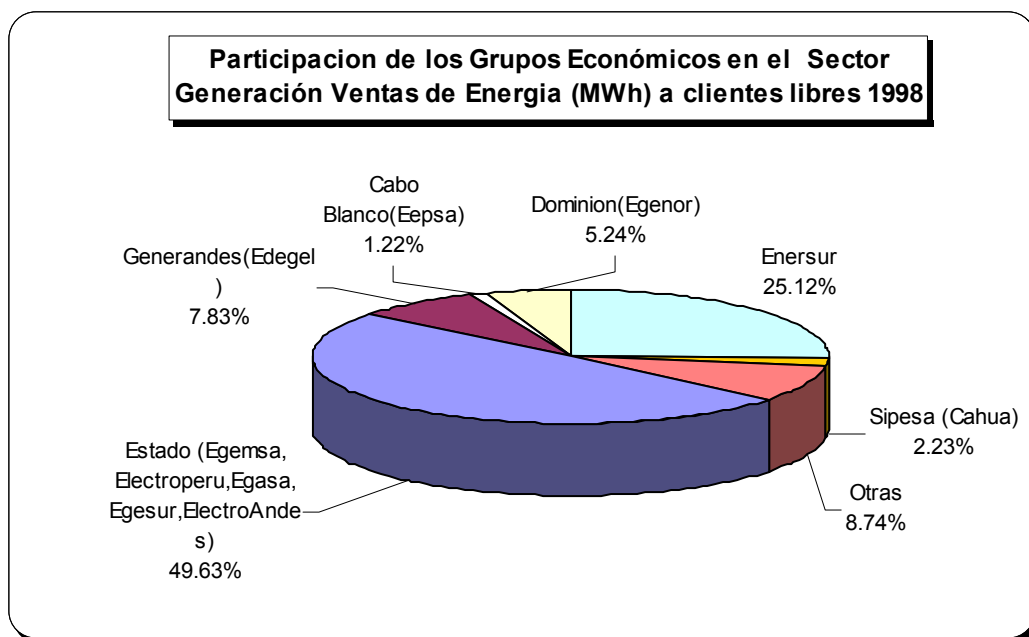
Gráfico 5



Fuente: OSINERG
Elaboración propia

El segmento del mercado libre atendido sólo por generadores presenta una menor concentración que el de ventas a distribuidores. El 26.29% de las ventas de energía, medida en términos físicos (MWh), está a cargo de las “otras” generadoras que no integran alguno de los grupos económicos identificados como relevantes en la evaluación de la concentración horizontal del mercado. El segundo actor en importancia, es el grupo Tractebel responsable del 23.39% de total de ventas, el tercero es el grupo Endesa con el 22.72% de la energía vendida, el Estado ocupa el cuarto lugar con el 18.59%, le siguen el grupo Duke y NRG Energy con el 5.29% y el 3.71% de las ventas respectivamente.

Gráfico 6



Fuente: OSINERG
Elaboración propia

El gráfico 6, muestra la situación de este mercado en 1998, es decir antes de producirse la fusión de las empresas Endesas. Como se observa existe una menor concentración de las ventas del mercado en pocas empresas.

Luego de observar la información que se ha presentado sobre el grado de concentración horizontal en el mercado de generación eléctrica, tanto en el segmento de ventas libres como en el de ventas reguladas, podemos concluir que es un mercado con un elevado grado de concentración.

Existen algunos elementos a considerar en el análisis de las implicancias que este resultado puede tener sobre los niveles tarifarios en el mercado eléctrico.

En primer lugar un mercado altamente concentrado genera incentivos para el desarrollo de conductas colusivas y el abuso de posiciones dominantes (OSINERG, 2002) con la consecuente elevación de precios por encima de los costos marginales y pérdidas de eficiencia en la asignación. No debemos perder de vista que los precios que pagan los usuarios finales resultan, sencillamente, de la agregación de costos de la producción,

transporte y distribución de la energía, por lo que, los incrementos de precios en la generación se trasladan al consumidor final.

En segundo lugar, cuanto mayor sea el poder de mercado que ostenta una empresa resulta más difícil la regulación. Partiendo del hecho de que existe una importante asimetría de información entre el regulador y la empresa regulada, el regulador puede enfrentar serias dificultades para regular los precios de las empresas con gran poder en el mercado, toda vez que es más difícil verificar la validez de la información que la empresa proporciona al regulador a través de una comparación con otras de similares características. En estas circunstancias la capacidad del regulador para “regular” precios se debilita pudiendo hacerlo incapaz de alcanzar los objetivos una regulación eficiente que se traduzca en precios justos para los usuarios.

En tercer lugar, una mayor concentración eleva la posibilidad de captura del ente regulador generando grandes pérdidas de bienestar social por los elevados costos de la regulación y el incumplimiento de los objetivos de la misma.

En cuarto lugar, un mercado altamente concentrado supone una elevada capacidad institucional y de recursos económicos que permita una adecuada regulación de las conductas empresariales que salvaguarden la competencia y protejan finalmente a los consumidores.

En quinto lugar, la existencia de una elevada concentración en el mercado puede resultar en una “barrera a la entrada” de nuevos competidores al mercado disminuyendo consecuentemente el desarrollo de la competencia.

Finalmente, debemos señalar que cuanto más concentrado sea el mercado de generación eléctrica más difícil será contar una efectiva participación de los usuarios en los procesos de fijación de precios y de control de las propias concentraciones debido al desequilibrio de poder e información que surge entre estos y las empresas. Usuarios finales se verán enfrentados a empresas con un gran poder económico y de *lobby* en un escenario donde la capacidad de los usuarios se verá significativamente reducida.

1.6.2 Concentración Vertical

Hay dos casos de fusiones empresariales en el sector eléctrico que dieron origen a una concentración vertical en el sector. El primero de ellos se produjo cuando Endesa de España se fusionó con Enersis y Endesa de Chile. Endesa de España había llegado a obtener el control de tres generadoras: Etevensa, EEPISA y Edegel y con la adquisición de las acciones de Enersis de Chile en el mercado internacional, automáticamente pasó a controlar la propiedad de las empresas distribuidoras: Edelnor y EdeChancay que estaban en manos de Enersis. De esta forma se produce una concentración vertical en el sector al ser una sola empresa la que mantiene la concesión de empresas de generación y distribución al mismo tiempo.

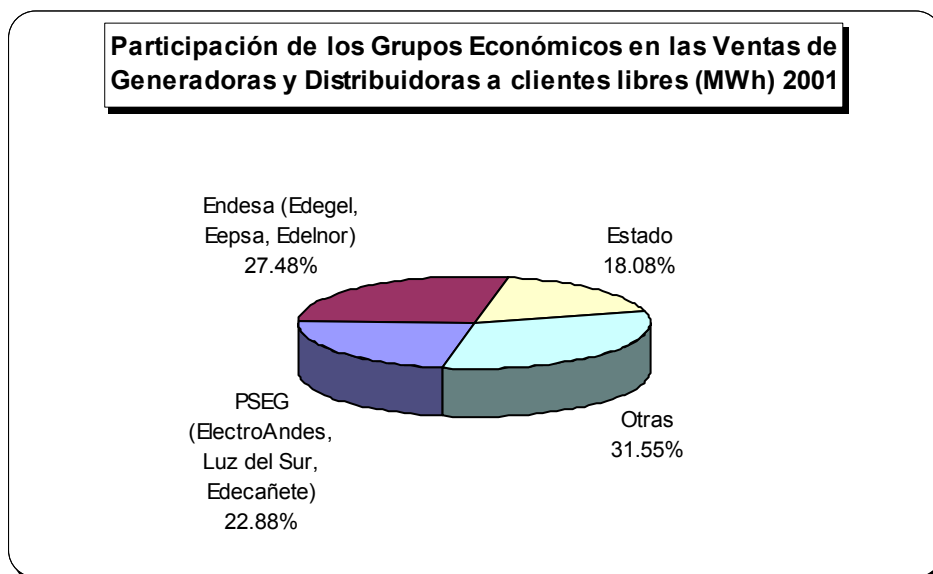
El segundo caso de concentración vertical se produce con la privatización de la generadora Electroandes. La buena pro fue otorgada a la empresa norteamericana PSEG quien era ya uno de los principales accionistas de las distribuidoras Luz del Sur y EdeCañete. De esta manera, PSEG pasó a ejercer el control de una generadora y dos distribuidoras simultáneamente produciéndose la concentración vertical.

Es notable también la concentración de mercado al rededor de las empresas estatales. El Estado mantiene el control de las empresas de generación Egemsa, Electroperú, San Gabán y Chavimochic; y las distribuidoras, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Seal.

El mercado relevante para evaluar el poder de mercado de estos tres grupos está definido por las ventas de energía que realizan las empresas generadoras y distribuidoras a clientes libres.

El gráfico 7 presenta la participación de los grupos empresariales identificados en las ventas de energía, en términos físicos, a clientes libres para el año 2001.

Gráfico 7

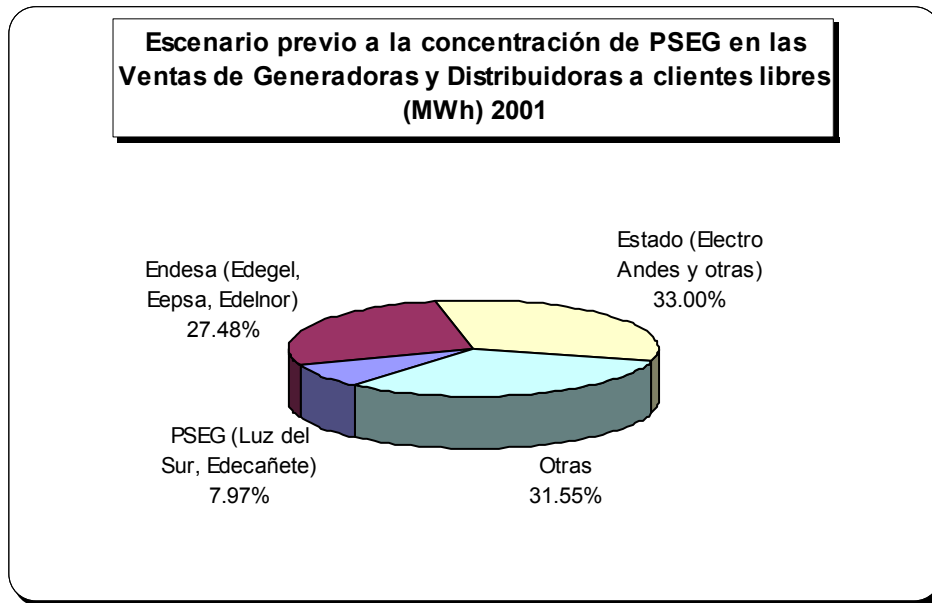


Fuente: OSINERG
Elaboración propia

El grupo “otros” agrupa empresas de generación o distribución que participan en este mercado pero que no se encuentran integradas verticalmente, tal es el caso de las empresas generadoras del grupo Tractebel: Egasa y Egesur; Shougesa de Shougang, Egernor y Termoselva del grupo Duke, la generadora Cahua S.A de NRG Energy y las generadoras Arcata y Atocongo. Y finalmente la distribuidora Electro Sur Medio del consorcio HICA.

El 31.55% de las ventas de energía de este mercado lo realizan empresas no integradas verticalmente tal como es mostrado en el gráfico 5. El resto del mercado se reparte entre los grupos Endesa, PSEG y el Estado peruano. Endesa es responsable del 27.48% de las ventas de energía a clientes libres a través de sus empresas generadoras y distribuidoras, le sigue PSEG con el 22.88% y finalmente el Estado participa con el 18.08%.

Gráfico 8



Fuente: OSINERG
Elaboración propia

El gráfico 8 muestra la situación del mercado previa a la concentración originada por la empresa PSEG. Como se observa, comparando este gráfico con el anterior, es a raíz de la fusión permitida por el INDECOPI, que la mencionada empresa consigue tener una participación muy importante en el mercado ya que sus ventas de energía pasan de 7.97% de las ventas totales al 22.88%.

La información presentada evidencia nuevamente, un mercado con elevada concentración en empresas verticalmente integradas. Otra vez, la existencia de pocas empresas en el mercado que además controlan diferentes segmentos de la producción del bien introduce fuertes incentivos a desarrollar conductas anticompetitivas. Las empresas distribuidoras tienen incentivos a discriminar en favor de las generadoras relacionadas. El INDECOPI, que es el organismo encargado de garantizar el desarrollo de la competencia en el sector eléctrico, debe ser dotado de todos los instrumentos necesarios para cumplir ese objetivo y así controlar eficientemente las acciones estratégicas de las empresas para expandir su poder de mercado.

2. LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) estableció un nuevo marco regulatorio para la determinación de las tarifas eléctricas el cual tenía como objetivo principal promover la eficiencia en las operaciones del sector a través de un sistema de precios que refleje los costos marginales del suministro.

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

- Las transferencias de energía y potencia entre generadores, las cuales serán regulados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- Las tarifas y compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.
- Las ventas de generador a distribuidor destinadas al servicio público de electricidad.
- Las ventas a usuarios del Servicio Público de Electricidad.

Los precios de las tres últimas transacciones son reguladas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)⁹. Las tarifas de transmisión y de distribución serán reguladas independientemente de si estas corresponden de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se realizan en condiciones de libre competencia de acuerdo a lo que la LCE establece en su reglamento.

2.1 Precios para las transacciones entre generadores y para el mercado libre

En el mercado de generación se producen tres tipos de transacciones: las ventas a clientes libres¹⁰, las ventas de energía y potencia entre generadores y las ventas de energía a las empresas de distribución para el servicio público de electricidad.

Los precios pagados por un cliente del mercado libre deben incluir, además de los precios de energía y potencia que cubren los costos de generación, los costos (o tarifas) de la

⁹ Hasta el año 2001 las tarifas eran reguladas por la Comisión de tarifas de Energía (CTE), que a partir de esa fecha pasó a formar parte del OSINERG como la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

¹⁰ Estos clientes son principalmente empresas mineras.

transmisión y/o distribución las cuales si son reguladas por el OSINERG. Entonces en el “precio final” para un cliente libre hay un componente que es regulado. Por esta razón la LCE establece que las ventas de energía y potencia que no estén destinados al mercado regulado, deben consignar en la factura, de forma separada y obligatoria los precios acordados a nivel de barra de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

Las transferencias de potencia y energía¹¹ entre generadores se realizan a costos marginales instantáneos o precios spot fijados por el COES de acuerdo a lo que establece la LCE y su reglamento.

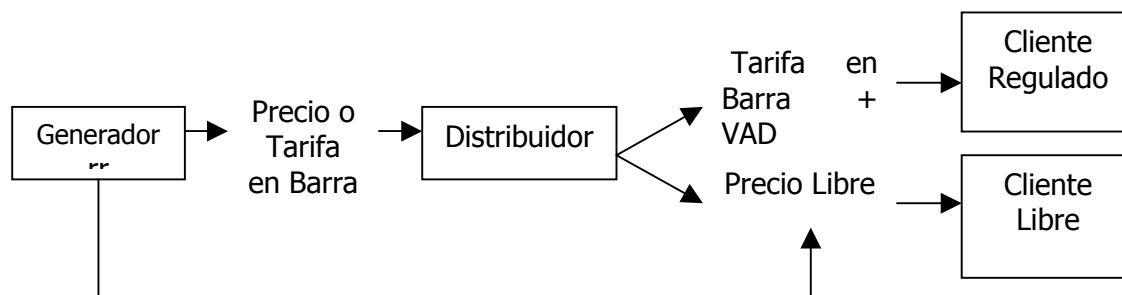
Las ventas de energía y potencia de generadores a empresas de distribución eléctrica se hacen a precios regulados por el OSINERG.

2.2 Precios para el Servicio Público de Electricidad

Los precios que paga el usuario del Servicio Público de Electricidad cubren el costo de generación, transmisión y distribución de la energía. Las Tarifas o Precios en Barra inician la cadena de costos cubriendo los de generación y transmisión. Luego se agrega el Valor Agregado de Distribución (VAD) que debe remunerar la actividad de distribución. El gráfico 9 muestra de manera esquemática la estructura tarifaria para el sector eléctrico.

Gráfico 9

Estructura Tarifaria



Fuente: COPRI

¹¹ Estas transferencias se producen porque por problemas imprevistos en la generación y/o en la transmisión que hace que la cantidad ofrecida por una generadora esté por debajo de su demanda.

A continuación presentaremos con más detalle cómo es que se realiza la fijación de cada una de estos precios.

- Tarifas en Barra

Las ventas de energía eléctrica¹² a un concesionario de distribución, se efectúan a **Tarifas o Precios en Barra**. Estas Tarifa en Barra y sus fórmulas de reajuste, son fijadas semestralmente por el OSINERG y entran en vigencia en los meses de mayo y noviembre.

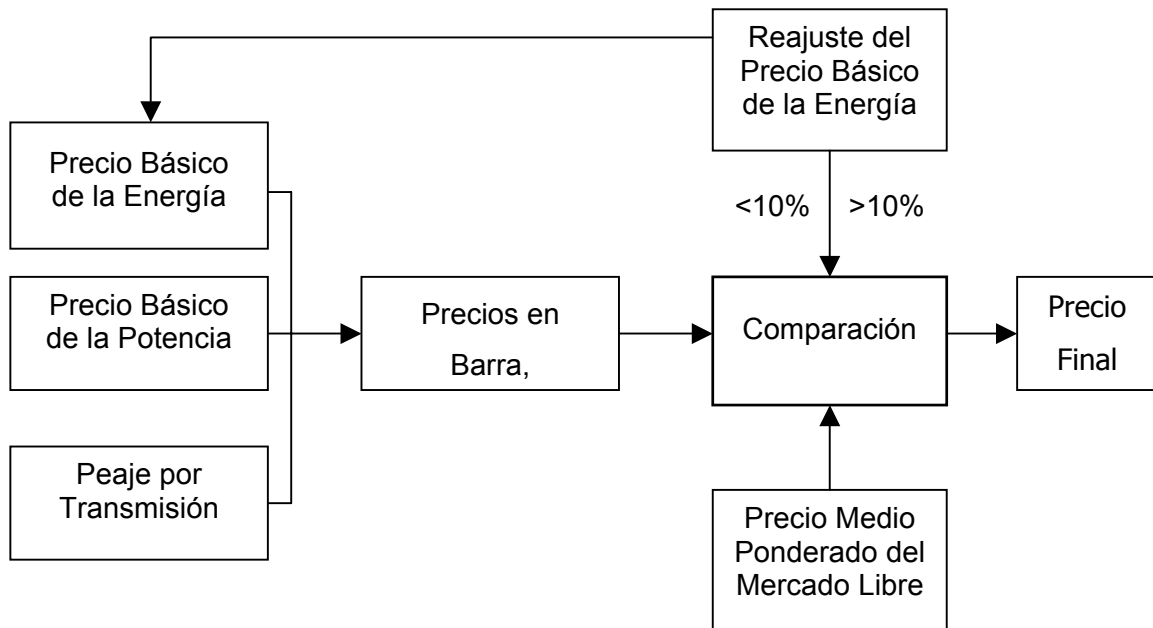
El proceso de fijación de las Tarifas en Barra se inicia con una propuesta de las mismas que hace cada COES al OSINERG, quien después de su evaluación, observación y modificación, si las hubiera, fija sus niveles para los próximos de seis meses.

Las Tarifas en Barra se obtienen a partir del Precio Básico de la Energía y del Precio Básico de la Potencia, los que luego son ajustados por las pérdidas de potencias y energía generadas en la transmisión y a los que se les agrega finalmente, los peajes unitarios por el uso de los sistemas de transmisión. Es decir que las Tarifas en Barra cubren los costos de generación y transmisión de la electricidad.

Los Precios en Barra establecidos por el OSINERG, no pueden diferir en más del 10% del promedio de las tarifas establecidas en el mercado libre (Artículo No 53 de la LCE).

¹² Destinada al Servicio público de Electricidad

Gráfico 10
Precios o Tarifas en Barra

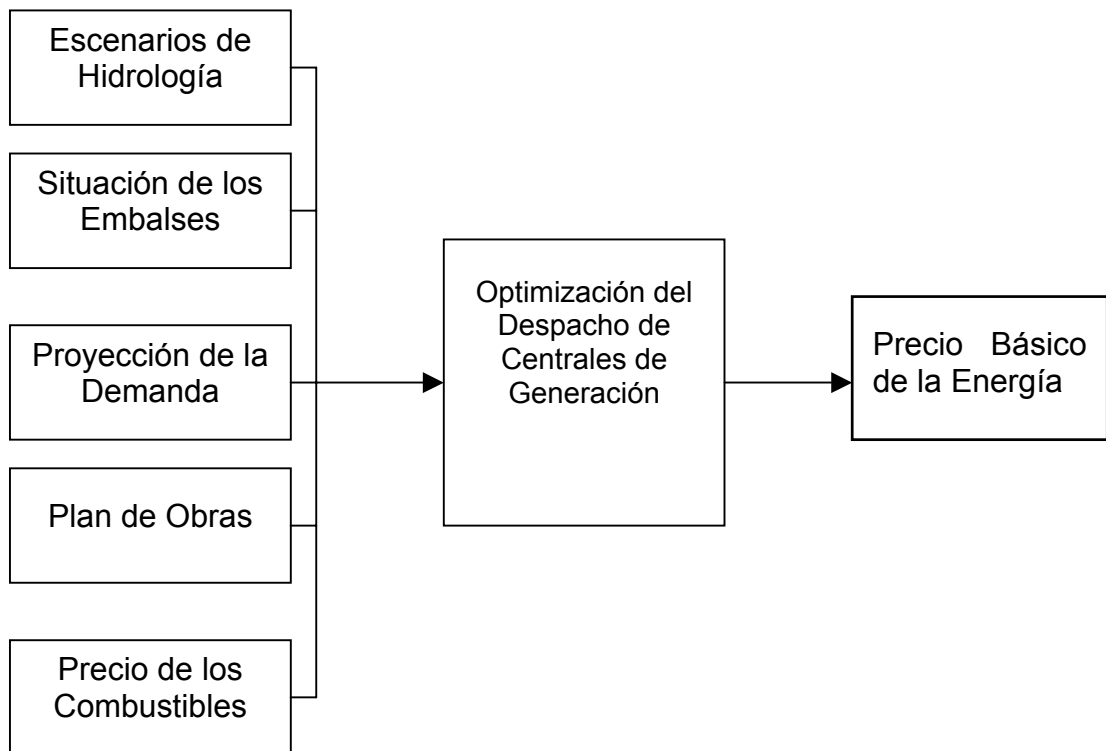


En la determinación del Precio Básico de la Energía se debe considerar:

- La demanda proyectada para los próximos 48 meses y un programa de obras de generación y transmisión factible a entrar en operación en dicho periodo.
- Un programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y racionamiento para el periodo de estudio. La tasa de actualización que debe usarse para este cálculo es de 12% según lo establece la LCE en su artículo No 79.
- Los costos marginales de corto plazo esperados de energía del sistema, para los bloques horarios que establece el OSINERG, correspondiente al programa de operación anterior.

El Precios Básicos de Energía por bloques horarios para el periodo de estudio se obtienen como un promedio ponderado de los costos marginales antes mencionados y la demanda proyectada debidamente actualizados.

Gráfico 11
Precio Básico de la Energía



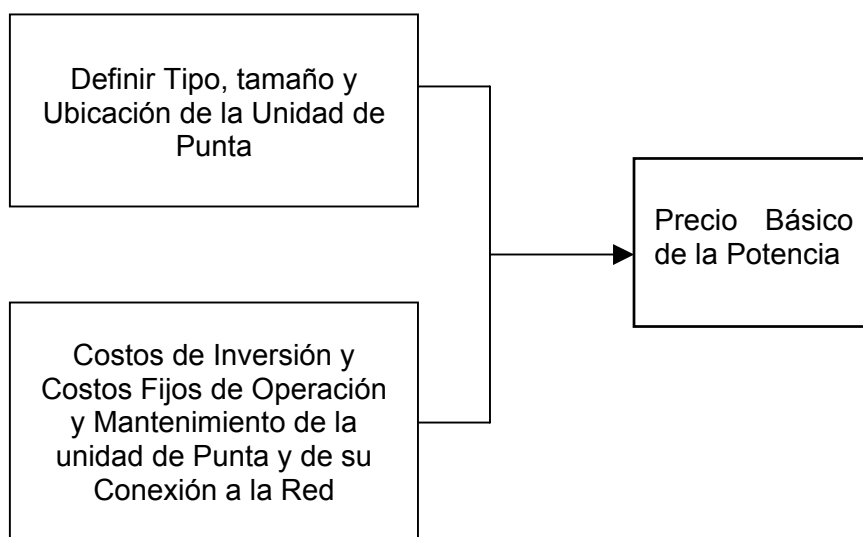
En la determinación del Precio Básico de la Potencia se debe considerar:

- La unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de la demanda máxima anual del sistema eléctrico.
- El monto de la inversión que debe considerar el costo del equipo, la instalación y la conexión al sistema.
- Los costos fijos anuales de Operación y Mantenimiento.
- La anualidad de la inversión considerando una tasa de actualización del 12%¹³ y una vida útil de 20 años para los equipos de generación y 30 para los de conexión.

El precio Básico de Potencia de Punta se establece siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento de la LCE. El siguiente gráfico resume los componentes del precio básico de la potencia:

¹³ Esta tasa de actualización es establecida por la LCE en su artículo 79.

Gráfico 12
Precio Básico de la Potencia



Como hay varias Barras en el sistema, se calculará para cada una de ellas un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión. Finalmente, el Precio de la Potencia en Punta en Barra para cada una de las barras del sistema, se obtiene multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión. Y el Precio de la Energía en Barra, para cada de las barras del sistema, se determina multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada bloque horario por el respectivo factor de pérdidas de energía y agregando el Peaje por Conexión respectivo.

Antes de describir el proceso de fijación del VAD, presentaremos de forma detallada cómo se fijan las tarifas de transmisión.

- Costos de Transmisión

Para el establecimiento de los precios máximos de transmisión, el MEM debe definir, a propuesta del OSINERG, el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión (artículo 58° de la LCE).

Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión (artículo 59° de la LCE) el cual comprende:

- La anualidad de la inversión y
- Los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado

El Sistema Económicamente Adaptado es definido por la LCE como “ aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

La anualidad de la inversión que forma parte del Costo Total de la Transmisión se calcula multiplicando el monto de la inversión (del Sistema Económicamente Adaptado que corresponde al de la potencia máxima que transporta el Sistema Principal de Transmisión) por el factor de recuperación del capital obtenido con una vida útil de 30 años y una tasa de actualización de 12%¹⁴.

El valor de la inversión del que se habla en el párrafo anterior, se calcula por medio del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) el que representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. y aquí entra pues, los costos de inversión en equipos, plantas, etc. gastos financieros, gastos y compensaciones por pago de servidumbres etc.

Entonces podemos resumir el Costo Total de Transmisión como sigue:

$$CT = aVNR + OM$$

donde,

CT = Costo Total de Transmisión

aVNR = anualidad del VNR

OM = Costos de Operación y Mantenimiento

¹⁴ Esta tasa la establece la LCE en su artículo No 79

La compensación se abonará separadamente a través de dos componentes: el Ingreso Tarifario y el Peaje por Conexión:

$$CT = IT + PC$$

donde,

CT = Costo Total

IT = Ingreso Tarifario

PC = Peaje por Conexión

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra sin incluir el respectivo peaje. Y este cálculo se hace para cada uno de los tramos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión. El Ingreso Tarifario esperado del Sistema Principal de Transmisión será elaborado por el COES y propuesto al OSINERG para los siguientes doce meses y será expresado en doce cuotas iguales y se actualizará de acuerdo con una tasa de actualización del 12% según lo establece la LCE (artículo 79°).

El Peaje por Conexión será obtenido a partir de la diferencia entre el Costo Total de la Transmisión y el Ingreso Tarifario.

$$PC = CT - IT$$

El OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste (artículo 61° de la LCE), calculando el Costo Total de Transmisión, tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado el que deberá ser proporcionado por el respectivo COES. El peaje de conexión y su fórmula de reajuste entrarán en vigencia el 1° de mayo de cada año.

Respecto a las compensaciones que deben pagarse por el uso de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, la LCE establece que los usuarios de las mismas, sean generadores o clientes finales, abonarán una compensación correspondiente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones, y el pago de dicha compensación se efectuará en doce cuotas iguales.

La regulación de precios en la generación está basada en un esquema en el cual se generan pagos por la energía y pagos por potencia la suma de ambos debe cubrir la anualidad de los costos de inversión y los gastos de operación y mantenimiento de los sistemas.

La regulación de precios en el segmento de transmisión descansa en un esquema de costos marginales a los que debe agregarse una cantidad (peaje de transmisión) para llegar a cubrir el costo medio del servicio de transmisión.

- Precios al usuario final

Una vez establecidos los Precios o Tarifas en Barra, se les agrega el VAD para obtener los precios al usuario final. Este VAD se determina cada cuatro años. La última fijación del VAD se realizó para el periodo de Noviembre 2001 – Octubre 2005¹⁵, habiéndose tenido ya dos fijaciones anteriores, la primera correspondió al periodo Noviembre 1993 – Octubre 1997¹⁶ y la segunda al periodo Noviembre 1997 – Octubre 2001¹⁷.

VAD se establece para cada concesionario, para cada nivel de tensión (media o baja) y para cada sector de distribución típico establecido por la LCE¹⁸. Estos sectores típicos se determinan mediante algunos parámetros como: consumo promedio anual por cliente, potencia instalada en subestaciones de distribución de media tensión, longitud de las redes en media y baja tensión, entre otras¹⁹. Los últimos sectores típicos establecidos fueron²⁰:

¹⁵ Resolución N° 2120-2001-OS/CD.

¹⁶ Resolución N° 010-93 - P/CTE.

¹⁷ Resolución N° 101-97-EM/DGE.

¹⁸ En la Resolución Directoral N° 005-2001-EM/DGE se establecen los Sectores Típicos de Distribución y Factores de Ponderación para la fijación tarifaria del período noviembre 2001-octubre 2005.

¹⁹ CTE (2001). Informe de la Situación de las Tarifas Eléctricas 1993 – 2000. Elaborado por Macroconsult.

²⁰ Es importante mencionar que mediante R.D. 002-2002-EM/DGE se establece que el OSINERG clasifique al Sistema Eléctrico de Villacurí. Este fue establecido dentro del Sector Típico 4.

Cuadro 7

Sectores Típicos

Sector	Descripción
Sector 1	Urbano de alta densidad
Sector 2	Urbano de media y baja densidad
Sector 3	Urbano rural
Sector 4	Rural

Fuente: CTE

Las tarifas calculadas del VAD, para el lapso de 4 años, deben ser ajustadas mediante sus fórmulas de reajuste mensual (Art. 72 LCE) las que consideran las siguientes variables: el Índice de Productos Importados, el Tipo de Cambio, la Tasa Arancelaria para importación de equipo electro mecánico, el Índice de Precios al por Mayor y el Índice de Precio del Cobre e Índice de Precio del Aluminio.²¹

Por otro lado, para entrar más en detalle, el VAD está formado por tres componentes:

- a) Costos atribuibles al usuario que representan la facturación y la cobranza.
- b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, que son las pérdidas técnicas y comerciales.
- c) Costos estándares de inversión que se calcula sobre la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Sistema Económico Adaptado.

El VNR representa el costo de renovar las obras y los bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además: Gastos financieros durante el período de construcción con tasas de interés menores que la tasa de actualización (12%); gastos y compensaciones por el establecimiento de la servidumbre utilizada; y, gastos de estudio y supervisión.²²

²¹ Resolución C.D. 2120-2001-OS/CD.

²² Bonifaz (2001).

- Metodología para determinar el VAD de Distribución

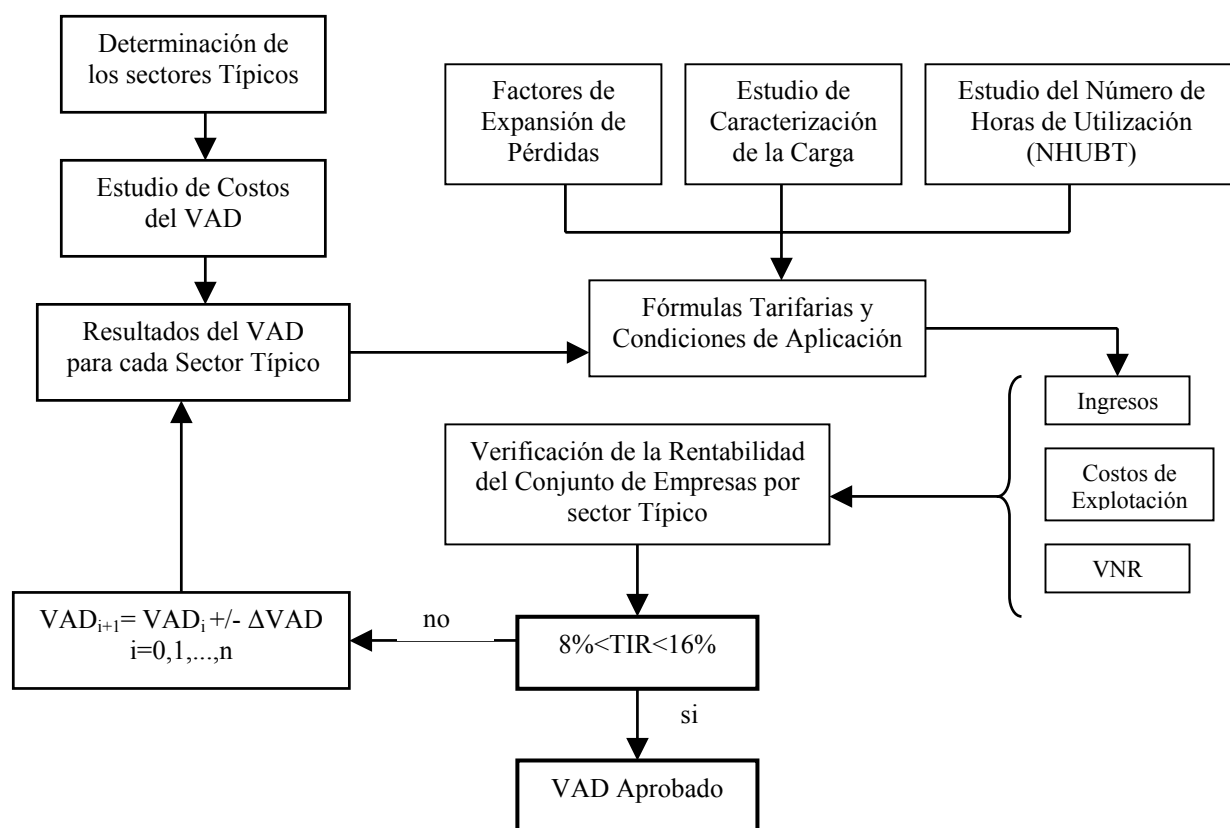
El proceso de determinación del VAD se inicia con el llamado a consultorías por parte del OSINERG para el cálculo de los costos asociados al VAD, dentro de ellos se encuentra el VNR. Este es calculado para un sistema económicamente adaptado que es una empresa modelo eficiente. Adicionalmente se realizan diversos estudios necesarios como los factores de expansión de pérdidas, los estudios sobre caracterización de la carga, el número de horas de utilización mensual, entre otros.

Estos valores hallados son incorporados por el OSINERG en las fórmulas tarifarias para hallar la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los concesionarios considerado un periodo de análisis de 25 años (Art 70 LCE) y evaluando los ingresos, costos de explotación y el VNR. Posteriormente se verifica la rentabilidad del conjunto de empresas por sectores típicos.

Si la TIR hallada no difiere de la tasa de actualización de 12% del VAD en más y menos 4%, entonces se aprueba el VAD original. De no ser así, los valores resultantes deberán ser reajustados de modo que se alcance el límite más próximo superior o inferior.

Para mayor detalle puede observarse el siguiente gráfico que resume la metodología de cálculo del VAD.

Gráfico 13
Cálculo del VAD



Fuente: CTE

Un hecho importante ocurrido en la determinación del VAD para el período de Noviembre 1997 – Octubre 2001, fue en el conflicto surgido entre las empresas concesionarias de Lima, Edelnor y Luz del Sur, y la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) respecto de la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo –VNR– (que es una variable fundamental en la determinación del VAD).

Según las empresas concesionarias el VNR estaba mal calculado, existiendo diferencias importantes entre sus cálculos y los que hacía la CTE. La diferencia para Luz del Sur era de US\$ 394 millones, mientras que para Edelnor era de US\$ 333 millones, con respecto a los valores calculados por la CTE. El meollo del problema radicaba, según las empresas, en la incorrecta interpretación que hacía la CTE del concepto de VNR para el cálculo de la TIR, pues en lugar de usar información para una empresa eficiente ideal debería usarse la información de empresas concretas. Estas discrepancias dieron origen a un proceso

judicial a iniciativa de las empresas concesionarias contra la CTE, el cual concluyó en 1999 cuando ambas empresas desistieron de continuarlo²³.

- Evolución del VAD

Como se mencionó inicialmente, el VAD se estableció por primera vez para el período Noviembre 1993 – Octubre 1997, estableciéndose tres sectores típicos, a diferencia de los siguientes dos períodos para los que se determinaron sectores típicos.

Como se observa en el cuadro 8, en el periodo noviembre 97 – noviembre 2001, el VAD en Media Tensión, medido en dólares corrientes disminuyó en todos los sectores típicos con excepción del sector típico 2 para el que muestra un leve crecimiento. Sin embargo, en el periodo Noviembre 2001 - Noviembre de 2002, las tarifas para todos los sectores han decrecido de manera casi homogénea.

Cuadro 8
VAD Media Tensión

Sector Típico	(US\$ / kW - mes)			Var Nov-01 / Nov-97	Var Nov-02 / Nov-01
	Nov-97	Nov-01	Nov-02		
Sector 1	3.02	2.90	2.72	-4%	-6%
Sector 2	2.22	2.31	2.14	4%	-7%
Sector 3	5.82	3.66	3.40	-37%	-7%
Sector 4	7.26	7.10	6.53	-2%	-8%
Sector 4 - Villacurí	---	---	4.60	---	---

Fuente: CTE

Elaboración: Propia

Respecto del VAD en Baja Tensión, también medido en dólares corrientes, muestra que entre Noviembre 1997 y Noviembre 2001 las tarifas cayeron para los sectores 1, 2 y 4. Para el sector 3 hubo un crecimiento considerable superior al 20%. Por otro lado, para el período Noviembre 2001 y Noviembre 2002, las tarifas cayeron de manera homogénea y de proporciones similares que las de Media Tensión.

²³ Para mayor información puede revisarse el texto de Campodónico (2000), Bonifaz (2001) y Alcázar (2000).

Cuadro 9
VAD Baja Tensión

Sector Típico	(US\$ / kW - mes)			Var Nov-01 / Nov-97	Var Nov-02 / Nov-01
	Nov-97	Nov-01	Nov-02		
Sector 1	10.76	10.22	9.45	-5%	-8%
Sector 2	10.60	9.04	8.37	-15%	-7%
Sector 3	10.15	12.27	11.38	21%	-7%
Sector 4	14.42	12.74	11.77	-12%	-8%
Sector 4 - Villacurí	---	---	8.30	---	---

Fuente: CTE

Elaboración: Propia

- Opciones Tarifarias para clientes finales

Los clientes finales del mercado regulado poseen diversas opciones tarifarias, las que pueden elegir libremente teniendo en cuenta que, ellos deben correr con el costo del sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria y las respectivas limitaciones de la misma. Es necesario distinguir entre Clientes de Media Tensión que son aquellos conectados a redes cuya tensión de suministro es superior a 1 Kilovoltio y menor a 30 Kilovoltios; y, los Clientes de Baja Tensión que son aquellos que están conectados a redes con una tensión igual o menor a 1 Kilovoltio.

Para Media Tensión se tiene tres opciones tarifarias: MT2, donde se mide dos energías activas y dos potencias activas; MT3, donde se mide dos energías activas y una potencia activa y MT4, donde se mide una energía activa y una potencia activa.

Para la de Baja Tensión se tiene seis opciones tarifarias: BT2, donde se mide dos energías activas y dos potencias activas; BT3, donde se mide dos energías activas y una potencia activa; BT4, donde se mide una energía activa y una potencia activa; BT5A, donde se mide dos energías activas; BT5B donde se mide una energía activa y BT6, donde se mide una potencia activa.

Le medición de dos potencias o energías se refiere a que la medición, ya sea de potencia o energía, se hace en horarios punta y fuera de punta.

La opción tarifaria BT5B considera dos tipos de consumo, residencial y no residencial. A su vez para el consumo residencial se considera dos rangos según la cantidad de energía consumida por hora en el mes. El primero va de 0 a 100 KWH por mes y el segundo considera consumos mayores a 100KWH por mes. Sólo podrán optar por esta tarifa los clientes que tienen una demanda máxima de hasta 20 kW.

Por otro lado, la opción tarifaria BT6 corresponde exclusivamente para casos especiales que tienen una alta participación en la hora punta, tales como avisos luminosos, cabinas telefónicas y semáforos, no comprendidos en el uso residencial.

Para los clientes MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, BT5A de Media Tensión y Baja Tensión la facturación de potencia y las tarifas respectivas dependerán de si esta se efectúa en hora punta (en general, entre las 18:00 y 23:00) o en horas fuera de punta.²⁴

2.3 Algunos procedimientos y normas que debieran modificarse para beneficio de los consumidores

A continuación señalaremos algunos puntos de los procedimientos y normas referidas al establecimiento de tarifas que podrían ser modificados para beneficio de los usuarios finales del servicio público de electricidad.

- La tasa de descuento del 12%

En el artículo No 79 de la LCE, se establece que la tasa de actualización para los cálculos de las anualidades de la inversión en el cálculo de las tarifas en barra, de la actualización de los peajes por conexión, de los costos de la inversión en el sector de distribución así como del cálculo de la TIR de los proyectos de inversión en distribución, deberá ser del 12% anual.

Según se sabe, son el riesgo país y el riesgo inherente a las inversiones en el propio sector, los principales determinantes de este porcentaje, cuyo valor fue determinado considerando la situación de la actividad económica del país en el año en que fue promulgada la LCE. La Ley establece también, que dicha tasa de descuento sólo puede ser modificada

²⁴ Resolución N° 024-97-P/CTE.

por el Ministerio de Energía y Minas previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía (hoy GART del OSINERG), en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa de Libre de Riesgo más el premio por riesgos en el país. En el artículo No 160 del Reglamento de la LCE se hace una mención más clara al respecto, indicándose que, esta tasa sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación. Y la Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la ejecución de los estudios conforme los procedimientos establecidos en la Ley.

Antes de comentar sobre el valor de la TIR establecida por la Ley, vale la pena mencionar dos cosas: la TIR es un indicador de la rentabilidad del proyecto y existe una relación directa entre rentabilidad y precios.

Consideramos que hay varios comentarios a hacer en torno a cómo la Ley establece dicho valor, su vigencia y el propio nivel en el que actualmente se encuentra, que demuestran que dicho valor puede ser elevado en las actuales condiciones de la economía peruana.

En primer lugar, no encontramos justificación para que la tasa de rentabilidad establecida por Ley se haya mantenido fija en el valor de 12% por casi una década de vigencia de la LCE. Considerando que el riesgo país ha disminuido significativamente en el último año²⁵, esta ganancia de una mejor evaluación de las condiciones económicas del país debería haberse traducido en una reducción de la TIR impuesta por la Ley y por consiguiente en menores precios para los usuarios del servicio eléctrico.

La Ley no puede establecer valores por encima de los valores que obtienen los agentes privados. Por ejemplo, la Sociedad Agente de Bolsa BBVA Continental Bolsa, emplea una TIR, equivalente al Costo Promedio Ponderado del Capital, de 10.05% para el caso de la empresa Luz del Sur a octubre del 2002 y para Edegel, a junio del 2002, estableció una tasa de actualización del 11.01%. Las diferencias entre las estimaciones privadas y la tasa de descuento (rentabilidad) establecida por la LCE revelan que ésta se encuentra en un nivel elevado dadas las actuales condiciones de inversión en el propio sector eléctrico.

²⁵ Según el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) el indicador del riesgo país ha disminuido en 32% entre octubre del 2002 y enero del presente año.

En segundo lugar, la LCE establece que la mencionada tasa sólo puede ser modificada por el MEM a petición de la CTE o de los propios concesionarios. Aquí identificamos dos aspectos de la Ley que deberían modificarse. Lo primero se refiere, a que tal como se ha establecido, la Ley no permite la participación de los usuarios en el establecimiento de este valor. Sin embargo, no existe ninguna razón para excluir la participación de los usuarios en la determinación de dicha tasa. Muy por el contrario, debería incentivarse la participación ciudadana debido a la importancia que reviste dicho tasa en establecimiento de las tarifas que enfrenta el consumidor final. Lo segundo, se relaciona con la impresión de la Ley para establecer claramente un mecanismo de revisión periódica del valor establecido para la TIR. La participación de los usuarios en el proceso de revisión periódica de la tasa debería contribuir a establecer niveles adecuados de esta TIR que redunden en mejores precios para los usuarios finales.

En base a lo expuesto se recomienda la modificación de los artículos No 79 de la LCE y No 160 de su reglamento para que se permita explícitamente la participación de los usuarios del servicio eléctrico en las iniciativas de revisión y pedidos de modificación de la tasa de descuento.

- El cálculo de la TIR en el VAD

En el cálculo del VAD se debe establecer una TIR para las empresas concesionarias. Según el artículo No 71 de la LCE, la TIR calculada no debe diferir en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida por la LCE, la cual es de 12%. Si los cálculos de la tasa de interna de retorno proporcionaran un valor fuera de los límites establecidos, la Ley establece que estos valores deben ajustarse hasta alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Según esto, se permite que el valor calculado para la TIR fluctúe entre 8% y 16%, si por el contrario, el valor calculado resultara fuera de este rango de valores, deberá ajustarse hasta alcanzarse alguno de los límites. Eso quiere decir, que si por ejemplo la TIR calculada fuera de 17% esta deberá recalcularse hasta alcanzar el 16%.

Consideramos que la LCE establece este procedimiento con cierto grado de arbitrariedad y orientación favorable a las empresas distribuidoras. Arbitrariedad porque en primer lugar, no se explica cuál es la justificación técnica y/o económica para asumir una

TIR de 12% como valor de referencia, en segundo lugar, tampoco es claro cuál es la razón que justifica el establecimiento de un intervalo de cuatro puntos porcentuales en torno de 12% (¿por qué un intervalo más pequeño?). El favoritismo identificado hacia las empresas radica en que, con la forma de reajuste de los cálculos que están fuera de los valores límites de la TIR, la normatividad introduce fuertes incentivos para que las empresas siempre presenten cálculos que excedan el límite superior (16%) de forma que al final la TIR establecida sea 16% y no 12% como es el espíritu de la LCE pretende.

Evidentemente cuanto mayor sea la tasa de retorno aplicada a la actividad de distribución mayores serán las tarifas cobradas a los usuarios por el servicio. Y este incremento puede ser muy significativo considerando que los costos de distribución representan aproximadamente el 35% de la tarifa al usuario final.

Por otra parte, no se identifica en el norma señalada, ninguna razón que justifique la existencia de un intervalo de cuatro puntos porcentuales alrededor de la tasa de retorno de 12% establecida por la Ley. ¿Por qué un intervalo de esta dimensión?, ¿Por qué estos valores permanecen constantes?

Es necesario entonces llamar la atención de las autoridades sobre este punto para que se introduzcan las modificaciones conducentes a perfeccionar la normatividad en favor de la protección de los usuarios del servicio público de electricidad. Específicamente debería modificarse el artículo No 71 de la LCE, para que en caso de encontrarse diferencias entre los cálculos de las empresas y lo establecido en la Ley, se realicen los ajustes necesarios hasta que los cálculos privados alcancen los límites impuestos por la LCE.

- El impacto del gas de Camisea en las tarifas eléctricas

El segundo punto que debemos considerar en el análisis es el efecto que tendrá la llegada del gas de Camisea sobre las tarifas eléctricas. El establecimiento de las Tarifas en Barra se hace en base a las proyecciones de oferta y demanda las cuales, a su vez, toman en consideración las obras de generación factibles de entrar en operación 48 meses siguientes a su fijación.

El Estado comprometió a Electroperú a contratar con los operadores de Camisea la compra de un volumen mínimo de 56 millones de pies cúbicos de gas por día bajo el

esquema de contrato “take or pay” a fin de garantizar una demanda mínima al proyecto. Este proyecto debe entrar en operación en agosto del 2004. Para transformar el gas natural en electricidad lo óptimo sería utilizar centrales de ciclo combinado de última generación, que tienen una eficiencia térmica de 58% frente a las de ciclo simple que tienen una eficiencia de térmica de sólo 36%.

De cumplirse el contrato tal cual, la puesta en funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado debería reflejarse en una reducción importante de las tarifas eléctricas en la medida que se tendría una mayor oferta de electricidad y a un menor costo, lo que definitivamente se traduciría en una ganancia para los usuarios finales.

El tema de la entrada en funcionamiento de Camisea ha generado una clara posición contraria en el sector de empresas de generación. Por medio de una agresiva campaña, a través de los medios de comunicación, han comenzado la tarea de desprestigio de la iniciativa estatal, argumentado que la reducción de las tarifas afectará su capacidad de inversión y desalentará la participación del capital privado en el sector. Además, se ha señalado que el Estado no debe participar en el negocio eléctrico porque de esta manera lo haría en mejores condiciones que los agentes privados no pudiendo ser “juez y parte” (regulador y competidor) en el mercado eléctrico²⁶.

La última fijación de tarifas en barra de noviembre consideró el ingreso de Camisea en agosto del 2004 con una central de ciclo abierto de 300Mw de acuerdo a lo propuesto por el COES – SINAC. En dicha propuesta no se ha considerado unidades de ciclo combinado del horizonte de proyección de la oferta. Sin embargo, el esquema planteado por el gobierno considera la puesta en funcionamiento de una planta de ciclo simple en una primera etapa del proyecto hasta el 2004 y posteriormente una de ciclo combinado²⁷. Como resultado se ha obtenido una reducción de la tarifa eléctrica a usuarios finales de entre 0.5% y 2% a nivel nacional.

Los argumentos esgrimidos en contra de la participación estatal en el proyecto Camisea no son del todo válidos. El estado peruano tiene una importante participación en el negocio eléctrico desde el inicio de la privatización así es que su actuación como un

²⁶ Ver Diario Gestión del 27 de setiembre del 2002.

²⁷ Ver Diario Gestión del 31 de octubre del 2002.

competidor más no es nueva. Independientemente de si es estatal o privada la empresa que actúa en el mercado, hacerlo de forma eficientemente es un principio de conducta válido.

Frente a los argumentos y el *lobby* hechos por las empresas para impedir el desarrollo del proyecto Camisea, es de suma importancia reforzar la autonomía e independencia política de los entes regulador para que puedan hacer frente a reacciones de las empresas.

Finalmente, a nivel de normatividad encontramos que la si la LCE fuera más precisa en el establecimiento de las características de los equipos de generación que deben considerarse en las proyecciones de la oferta y demanda necesarias para la fijación de precios, habría una menor probabilidad para el surgimiento de conflictos como el surgido en torno a la proyecto Camisea.

- Las Audiencias Públicas y los plazos para la participación ciudadana

Como un mecanismo de transparencia en los actos públicos se han dictado disposiciones legales que prevén la realización de Audiencias Públicas que permitan a terceros interesados expresar su opinión en las cuestiones que constituyan objeto del procedimiento administrativo llevado a cabo.

En virtud de este objetivo, la Ley de Procedimientos Administrativos General No 27444 dedica el capítulo VII a la realización de Audiencias Públicas. En el caso del sector eléctrico, la realización de Audiencias Públicas se encuentra reglamentada por el OSINERG y son llevada a cabo de acuerdo con el reglamento sobre “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, el cual ha sido establecido mediante Resolución del Consejo Directivo del OSINERG No 00010 2003-OS/CD del 10 de enero del 2003.

Los plazos establecidos para la participación de los usuarios en el proceso de fijación de tarifas deben ser extendidos desde que los usuarios disponen de menor información que las empresas y por lo tanto requieren de un mayor plazo para adquirir el dominio de la información necesaria que haga posible su participación en las Audiencias.

Los plazos establecidos por la actual normativa son inconsistentes con los objetivos de alcanzar tanto la debida transparencia en los procesos de regulación de precios y como la

participación ciudadana. Por ejemplo, en el proceso de fijación de las Tarifas en Barra, la primera audiencia debe realizarse, a más tardar, tres días después de la publicación del Estudio Técnico Económico preparado por el COES para la justificación de su propuesta tarifaria. Tres días es un plazo bastante reducido como para permitir que los usuarios consigan el dominio de la información técnica que requiere su efectiva participación en las audiencias. Considerando que la información referida al sector, tiene un significativo componente técnico y que por lo tanto, se requiere de un cierto conocimiento especializado, es preciso brindar a los usuarios un plazo mayor para permitirles tomar el conocimiento adecuado que facilite su participación en las audiencias.

Es recomendable por lo tanto, que la Ley modifique estos “plazos absurdos” a fin de hacer que sea efectiva transferencia de información a los usuarios y como consecuencia de ello, se mejore su participación en los procesos de regulación tarifaria. Los cambios necesarios deben ir en la dirección de ampliar los plazos. Específicamente se recomienda revisar y ampliar los plazos referidos a la participación ciudadana en los siguientes procesos:

- a) Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra
- b) Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión
- c) Procedimiento para la Fijación de Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos.

2.4 EL Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

Mediante Ley No 27510 el gobierno creó el Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) el cual está dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos son menores a 100 KWh comprendidos dentro de la opción tarifaria residencial (tarifa BT5).

El FOSE debe financiarse mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de energía, potencia y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de sistemas interconectados cuyos consumos son mayores a 100 KWh . El cobro del aporte se incorporará a la facturación del usuario.

Los descuentos se realizarán mediante la siguiente distribución:

Cuadro 10

Usuarios	Reducción Tarifaria para consumos menores a 30 KWh/mes	Factor mensual de descuento (S/.) para consumos de 31 a 100 KWh/mes
Sistemas Interconectados	25% del cargo de energía	7.5 KWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	50% del cargo de energía	15 KWh/mes por cargo de energía

El FOSE está vigente desde el 01 de noviembre del 2001 y tiene una duración de 30 meses contados a partir de esa fecha. Según lo establecido en la Ley, se trata de un subsidio cruzado indiscriminado en favor de los pequeños usuarios, es decir, del segmento más pobre de consumidores.

Una forma de evaluar la efectividad de este tipo de subsidio para llegar a los grupos más pobres de consumidores, es evaluar la concentración regional de los usuarios con consumos menores a 100 KWh. Si estos se encuentran concentrados en las zonas (departamentos) más pobres del país entonces puede garantizarse que el subsidio cumple con los objetivos para los cuales fue introducido de lo contrario, adolecería de un problema de focalización que debiera superarse.

Cuadro 11

Clientes residenciales por empresas, según tipo de consumo, 2001
(Residencial con medidor / BT5)
(En porcentajes)

Región (según OSINERG)	Empresa Eléctrica	De 1 a 30 kWh	De 31 a 100 kWh	De 101 Kwh a más
Lima	Edelnor	14.82	26.13	35.83
Lima	Luz del Sur	9.55	15.44	33.01
La Libertad / Ancash / Parte de Cajamarca	Electro Nor Meridional	12.33	11.40	6.54
Huánuco / Pasco / Junín / Parte de Huancavelica y Ayacucho	Electro Centro	13.38	8.47	3.11
Apurímac / Madre de Dios / Cusco / Puno	Electro Sur Este	10.30	4.25	2.48
Tumbes / Piura	Electro Nor Oeste	7.48	6.93	3.25
Arequipa	Seal	6.96	6.97	4.36
Lambayeque / Amazonas / Parte de Cajamarca	Electro Norte	5.65	5.40	2.76
Apurímac / Madre de Dios / Cusco / Puno	Electro Puno	5.88	2.51	0.90
Amazonas / Loreto	Electro Oriente	4.38	3.42	2.53
Ica / Parte de Ayacucho y Huancavelica	Electro Sur Medio	3.22	3.97	2.16
Moquegua / Tacna	Electro Sur	3.02	2.68	1.68
Ucayali	Electro Ucayali	1.17	0.99	0.86
Lima	Ede Cañete	0.88	0.80	0.33
Lima	Emsemsa	0.19	0.24	0.06
Lambayeque / Amazonas / Parte de Cajamarca	Emseusa	0.23	0.12	0.06
Amazonas / Loreto	Sersa	0.19	0.12	0.04
Amazonas / Loreto	Electro Tocache	0.16	0.08	0.01
La Libertad / Ancash / Parte de Cajamarca	Chavimochic	0.14	0.04	0.01
-----	Electro Pangoa	0.04	0.03	0.01
Ica / Parte de Ayacucho y Huancavelica; y Lima	Coelvisa	0.03	0.01	0.00
Total		100.00	100.00	100.00
		(34.0%)	(32.6%)	(33.4%)

Fuente: CTE - Resumen Ejecutivo "Resultados al año 2001 Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad".

Como se observa en el cuadro 11 los consumidores a los que está dirigido el FOSE se concentran en las regiones menos pobres del país, departamentos costeros y probablemente en zonas urbanas, lo que revela problemas de focalización en la aplicación del subsidio.

El problema con este tipo de subsidios “ciegos” es que pueden fallar en alcanzar el objetivo de favorecer a los grupos más pobres si es que no se define adecuadamente la variable que ha de servir para la identificación de los usuarios favorecidos. El límite de consumo (consumo mínimo) que se ha usado en este caso pareciera no ser la variable adecuada para definir el grupo objetivo del subsidio.

3. COMPARACIÓN INTERNACIONAL: TARIFAS RESIDENCIALES Y RENTABILIDADES

3.1 Tarifas Residenciales

A continuación se presenta la comparación internacional (benchmarking) de la tarifa aplicable a usuarios residenciales. Los países seleccionados para tal efecto son: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, México, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

La comparación se realiza en base a las tarifas cobradas por las empresas de distribución más representativas de cada país de la muestra, es decir, empresas que proporcionan el servicio a grandes ciudades. En el caso peruano se ha considerado la tarifa residencial de las dos más importantes distribuidoras en el país: Luz del Sur y Edelnor, que abastecen de energía a zonas urbanas de alta densidad ya que operan en el sector típico 1²⁸.

El siguiente cuadro presenta información general sobre las empresas que fueron consultadas y la ciudad donde operan:

²⁸ Edelnor también abastece zonas de los sectores típicos 2 y 3.

Cuadro 12

Países y empresas seleccionadas

País	Empresa Distribuidora	Ciudad de operación
Argentina	Edesur Edenor	Buenos Aires
Bolivia	Electropaz	La Paz
Brasil	Bandeirante	Sao Paulo
Colombia	CODENSA	Bogotá
Chile	Chilectra	Santiago
Ecuador	Empresa Eléctrica Quito (EEQ)	Quito
México	CFE	Distrito Federal
Paraguay	Administradora Nacional de Electricidad (ANDE)	Asunción
Perú	Edelnor Luz del Sur	Lima
Uruguay	UTE	Montevideo
Venezuela	La Electricidad de Caracas	Caracas

La opción tarifaria que se está considerando en la comparación es la correspondiente al consumo residencial, es decir, la tarifa BT5B residencial. Esta tarifa considera la medición simple de energía, de tal manera que al cargo fijo mensual se añade un cargo por energía activa²⁹.

Para delimitar aún más las tarifas que se han comparar se estableció un consumo promedio de energía por hora al mes para el consumidor doméstico.

Según información proporcionada por el Anuario Estadístico del año 2000 del OSINERG, el consumo promedio de energía por hora al mes de un consumidor residencial es de 107 KWh, este es el valor que será usado en los cálculos de las tarifas. Asimismo, se ha considerado un nivel de demanda de 4.75 KW para tipificar al consumidor residencial, según la caracterización del usuario residencial que presenta la Comisión de Tarifa de Energía en su Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas, 1993-2000³⁰.

²⁹ En esta tarifa no existe cargo por potencia demandada.

³⁰ Comisión de Tarifas de Energía (hoy gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG), febrero del 2001.

El cuadro 13 presenta el gasto en el que incurren los consumidores domésticos con las características de consumo establecidas previamente, en el Perú y en los países de la región seleccionados:

Cuadro 13

Gasto en energía eléctrica por un consumo residencial de 107 KWh por mes*

País	Empresa Prestadora	Gasto sin Imp. (US\$)	Impuesto a/	Gasto con Imp. (US\$)
Argentina	Edesur	4.103	27.98%	5.251
Argentina	Edenor	4.152	27.98%	5.313
Bolivia	Electropaz	6.656	13.00%	7.522
Brasil	Bandeirante	7.114	25.65%	8.938
Colombia	CODENSA	8.109	15.00%	9.32
Chile	Chilectra	8.635	18.00%	10.190
Ecuador	Empresa Eléctrica Quito (EEQ)	7.858	12.00%	8.801
México	CFE	5.542	15.00%	6.374
Paraguay	Administradora Nacional de Electricidad (ANDE)	5.709	10.00%	6.28
Perú	Edelnor	10.151	18.00%	11.979
Perú	Luz del Sur	10.208	18.00%	12.045
Uruguay	UTE	12.015	23.00%	14.78
Venezuela	La Electricidad de Caracas	6.892	16.00%	8.00

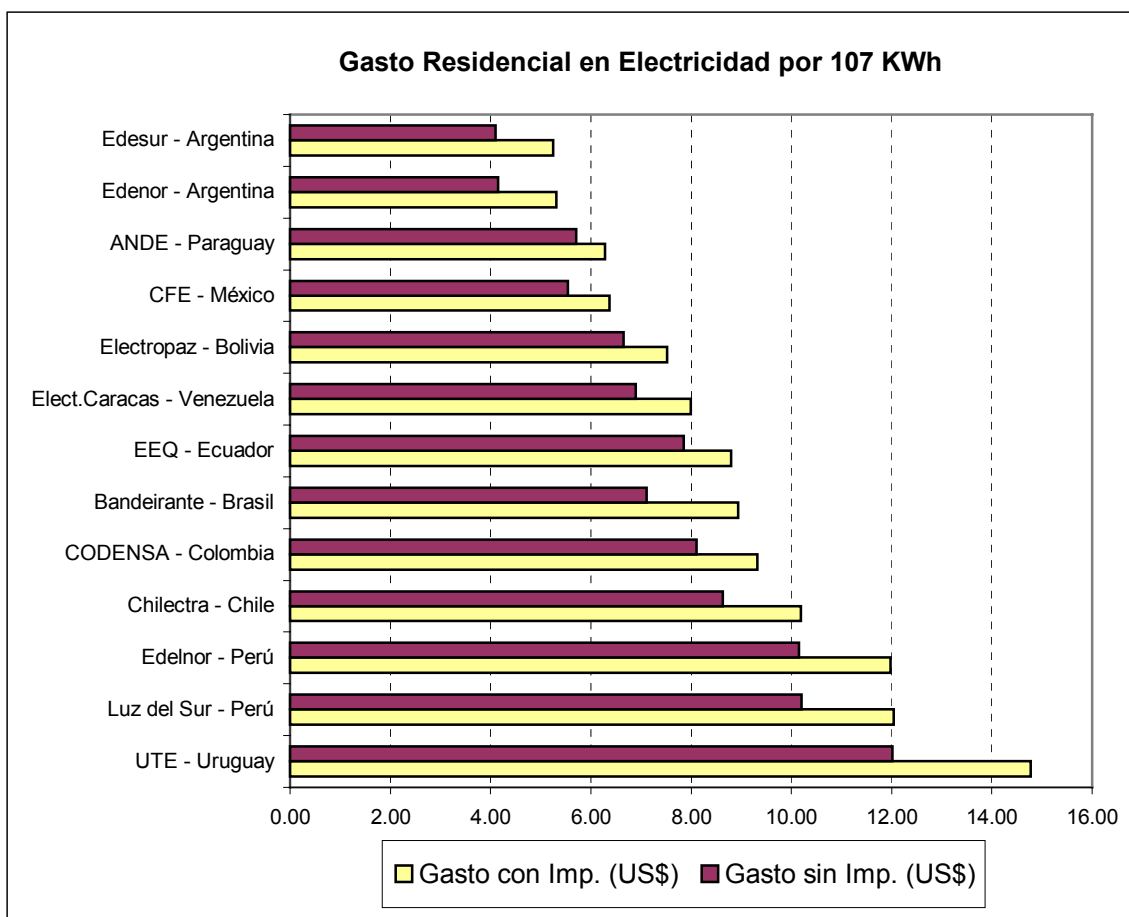
* Todos los cálculos se han realizado con tarifas a noviembre del 2002 con excepción de Colombia, Ecuador y Venezuela (ver detalles en el anexo B)

a/ Corresponde al IVA o IGV a no ser que se indique lo contrario.

Fuentes: Ver anexo B

Par visualizar los gastos calculados y compararlos con mayor comodidad, se presenta la información contenida en el cuadro 13 en el siguiente gráfico:

Gráfico 14



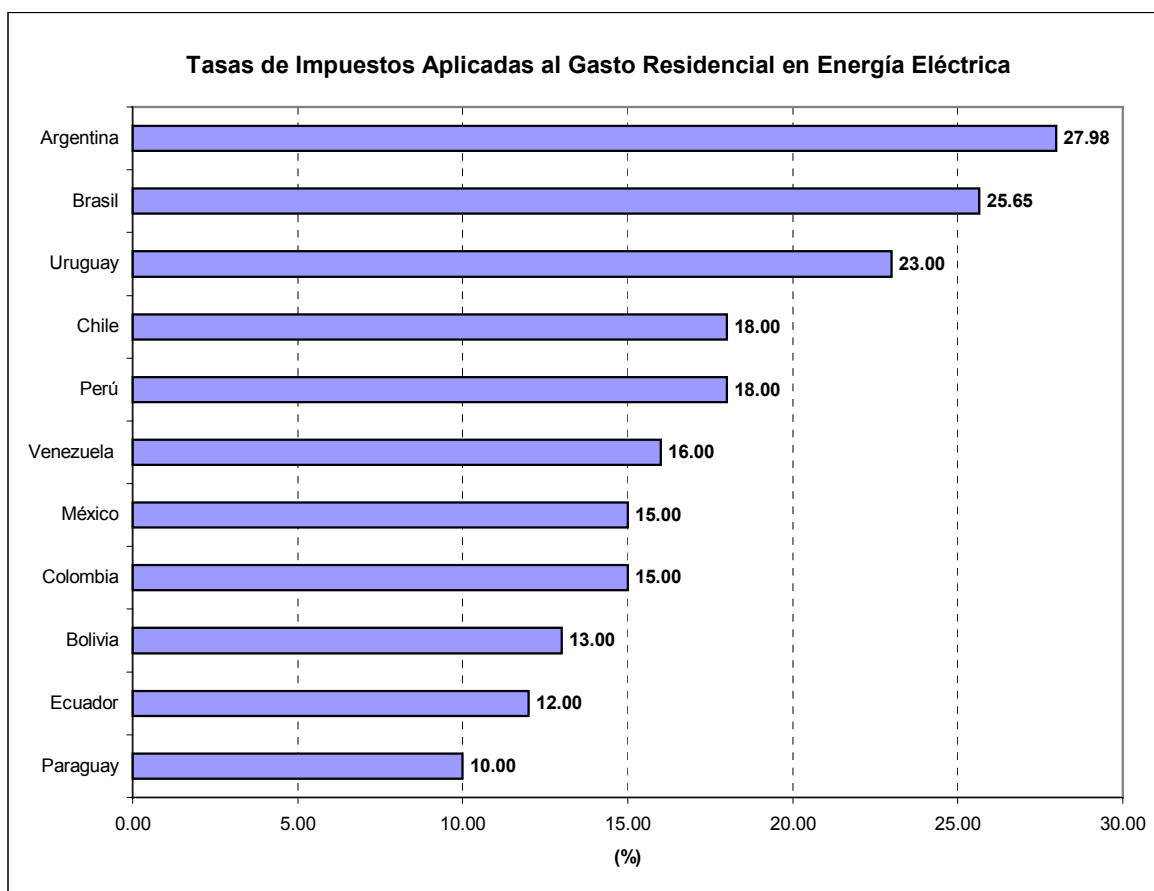
Fuente: Cuadro 11

De la muestra de países analizados, el Perú presenta uno de los gastos por consumo residencial de energía eléctrica, más altos y sólo es superado por Uruguay. Debe agregarse además, que este resultado se cumple tanto para el gasto calculado sin impuestos como para aquel que incluye impuestos (IGV o IVA). Asimismo, los valores obtenidos para el Perú resultan significativamente mayores ya sea que el cálculo se base en la tarifa de la empresa Edelnor o, en base a la tarifa de la empresa Luz del Sur. Argentina es el país con el menor gasto de consumo residencial de electricidad.

Comparando el gasto promedio de un consumidor peruano con el gasto promedio de un consumidor argentino, encontramos que en el Perú, el consumidor residencial paga más del doble de lo que paga un consumidor en Argentina, aún cuando, en Argentina se tiene la tasa impositiva más alta (véase gráfico 15). Otro país que presenta una tasa elevada de

impuestos es Brasil (25.65%) y sin embargo el gasto calculado para su consumo residencial promedio de electricidad es significativamente menor que el gasto calculado para el Perú.

Gráfico 15



Fuente: Cuadro 11

Una de las razones que puede explicar las diferencias en los niveles de gasto aquí obtenidos, es la característica del sistema de generación eléctrica con el que cuenta cada país. Se sabe que la generación hídrica es más barata a nivel de costo marginal, que la generación térmica e incluso que la de gas. A continuación se presenta información sobre la estructura porcentual de la producción de energía de los países seleccionados según tipo de central:

Cuadro 14

**Estructura de la Generación de la Energía Eléctrica (GWh)
por Tipo de Planta, 2001**

País	Hídrico	Térmica	Nuclear	Otros*	Total
	%				
Brasil	80.0	15.6	4.4	0.0	100
México	14.3	78.4	4.5	2.9	100
Argentina	44.5	46.9	8.5	0.1	100
Venezuela	67.2	32.8	0.0	0.0	100
Paraguay	100.0	0.0	0.0	0.0	100
Colombia	72.7	27.3	0.0	0.0	100
Chile	51.0	49.0	0.0	0.0	100
Perú	84.7	15.2	0.0	0.0	100
Ecuador	64.0	36.0	0.0	0.0	100
Uruguay	99.4	0.6	0.0	0.0	100
Bolivia	53.6	46.4	0.0	0.0	100

*Incluye geotérmica, solar y de viento.

Fuente: OLADE

La energía eléctrica producida en el Perú proviene mayoritariamente de fuentes hídricas este debería ser un factor que favorezca la existencia de bajas tarifas. Llama la atención, sin embargo que Argentina siendo un país con menores recursos hídricos que el Perú, tenga tarifas residenciales más bajas, el mismo cometario se aplica si comparamos a Perú con México, Bolivia y Chile.

Por otro lado, el estudio de Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993 – 2000, mostró que Chile tiene una regulación tarifaria muy similar a la peruana lo cual lleva a preguntarse entonces cuál es la razón que explicaría la diferencia entre los niveles tarifarios. Probablemente esta se encuentre en las características de los sistemas de transmisión y distribución, y en la magnitud de costos fijos y variables asociados con la producción de energía.

Es necesario entonces, realizar un estudio más detallado sobre las características de los otros segmentos de la actividad eléctrica (distribución y transmisión) así como de las características geográficas de los países y de la estructura de costos de la producción eléctrica para poder encontrar respuestas más concretas que expliquen las diferencias tarifarias observadas.

3.2 Rentabilidades

A continuación analizamos brevemente, a través de algunos indicadores financieros, el desempeño de las empresas distribuidoras seleccionadas en el análisis. Lamentablemente no fue posible encontrar información para la empresa paraguaya por esa razón no aparece en la información presentada en el cuadro 15.

La empresa chilena Chilectra se presenta como la más eficiente del grupo, al mostrar el menor porcentaje de pérdidas de energía (5.4%), en contraste, la empresa ecuatoriana EEQ es la menos eficiente al presentar pérdidas de energía del 16.1% .

Cuadro 15

Principales Indicadores de las Empresas Eléctricas - A Diciembre 2001

País	Empresa	Clientes	Venta de Energía (en GWh)	Pérdida de Energía (%)	Número de Empleados	Utilidad Neta /Activo total	Utilidad Neta /patrimonio
Argentina	Edesur	2'096,673	12,909	9.9%	2,267	6.52%	9.87%
	Edenor	2'265,519	13,709	11.1%	2,426	n.d	n.d
Colombia	CODENSA	1'737,347	5,607	n.d	n.d	n.d	n.d
Brasil	Bandeirante	1'200,000	18,180	n.d	1,471	2.39%	9.97%
Bolivia	Electropaz	301,902	911	n.d	n.d	2.61%	5.99%
Chile	Chilectra	1'288,996	9,253	5.4%	722	5.90%	14.69%
Ecuador	EEQ	536,634	2,065	16.1%	1,412	n.d	n.d
México	CFE	19'529,442	165,943	n.d	77,542	1.18%	1.61%
Perú	Edelnor	867,249	3,685	8.9%	621	4.12%	7.07%
	Luz del Sur	678,292	3,648	8.9%	579	11.92%	25.90%
Uruguay	UTE	1'195,767	6,426	13.8%	7,102	3.31%	4.43%
Venezuela	La Electricidad de Caracas	1'187,699	10,485	13.4%	nd	2.58%	4.18%

Fuente: Economatica. Los resultados para Chilectra, Electricidad de Caracas y Luz del Sur son consolidados, mientras que para Edelnor no son consolidados.

Páginas Web de Empresas, Organismos Reguladores y comunicaciones via E-mail.

* Es importante mencionar que la empresa CFE recibe transferencias del Gobierno Federal para cubrir sus tarifas deficitarias de ahí que la Ganancia neta es mayor que el Resultado antes de impuestos.

Los Tipos de cambio utilizados para cada país corresponde al Tipo de Cambio del día 31 de Diciembre del 2001.

Elaboración propia.

El porcentaje promedio del indicador **utilidad neta sobre activo total** para el grupo es de 4.5%. Es importante mencionar aquí el elevado nivel mostrado para este indicador por la empresa peruana Luz del Sur quien además mostró tener tarifas bastante elevadas (véase cuadro 13); lo cual estaría sugiriendo una relación directa entre sus tarifas y su elevada rentabilidad.

Otro resultado que merece un comentario, es el de la empresa Edelnor. Al igual que Luz del Sur, esta empresa presenta tarifas muy por encima del nivel promedio del grupo (véase cuadro 13) y sin embargo su rentabilidad, medida por el indicador utilidad neta / activo total, esta ligeramente por debajo del promedio (4.12%). Lo que llama la atención, es que siendo dos empresas peruanas enfrentando el mismo contexto regulatorio y con similares niveles de tarifas obtengan rentabilidades tan diferentes.

Considerando el otro indicador de rentabilidad que se muestra en el cuadro 13, el ratio utilidad neta / patrimonio, los resultados para la empresa Luz del Sur la vuelven a colocar en el primer lugar del ranking de rentabilidades.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de ocho años de privatización del sector eléctrico, el capital privado a conseguido una importante participación en todos los segmentos de la actividad eléctrica. No obstante la participación estatal es todavía bastante significativa en los segmentos de generación y distribución.

Los cambios ocurridos en la legislación referente a las concentraciones en el sector y la política de fusiones seguida por las empresas han dado como resultado, un sector eléctrico con un elevado grado de concentración horizontal y vertical lo cual puede tener implicancias negativas para el funcionamiento competitivo del mercado, la efectividad de la regulación y la propia participación de los usuarios en los procesos de regulación de precios, al generarse un importante desequilibrio de poder entre las empresas, el Estado y los usuarios.

Consideramos que frente a esta situación es recomendable fortalecer la capacidad regulatoria de los organismos reguladores como OSINERG y el INDECOPI. Y en lo que respecta a la Defensoría del Pueblo, sería recomendable que su participación en las

evaluaciones de las fusiones empresariales que se producen en el sector, sea no sólo una instancia consultiva sino que tenga poder de voto en las decisiones a tomarse en la relación a las autorizaciones de las concentraciones. Consideramos que con esta participación, la Defensoría tendría un rol más efectivo en la evaluación de las ganancias de eficiencia asignativa que han sido señaladas por el INDECOPI en sus estudios para permitir las concentraciones realizadas hasta la fecha.

En relación a los procedimientos de fijación de tarifas, el análisis ha mostrado que hay puntos en la legislación y en los propios procedimientos que debieran modificarse para alcanzar una mejor protección de los usuarios.

Según lo establecido en el artículo No 71 de la LCE en relación a la fijación de la TIR en el cálculo del VAD de las empresas de distribución, existen perversos incentivos para que las empresas establezcan en sus cálculos de la mencionada tasa, valores por encima del límite superior establecido, toda vez que una situación como tal, se corrige ajustando los valores “mal calculados” hasta alcanzar el límite superior establecido por la Ley. De esta manera, las empresas tienen incentivos a “errar siempre por exceso” desde que la Ley, implícitamente les garantiza alcanzar una TIR de 16%. Las consecuencias de tal situación, redundan en una elevación de tarifas a los usuarios, al tenerse que incorporar una TIR más elevada en el cálculo de los precios de distribución. Por tal razón, se recomienda la revisión y modificación de la mencionada Ley, en el artículo específico que se señala, a fin de eliminar, mediante el establecimiento de un sólo valor para la TIR los incentivos que tienen las empresas a establecer dichos valores muy por encima del límite que actualmente establece la Ley.

La LCE ha establecido en su artículo No 79, una tasa de descuento del 12% para ser usada en los cálculos de los valores actuales de las inversiones a realizarse en el sector. Las anualidades de la inversión son un ingrediente importante en la determinación de los niveles de las tarifas eléctricas. La mencionada tasa de retorno, pudiera resultar elevada al ser comparada por ejemplo, con los niveles que usan las propias empresas del sector sus cálculos privados de las mismas anualidades. Asimismo, debe tenerse en cuenta que no hay razón para que dicha tasa permanezca fija en el nivel de 12% si consideramos que el riesgo país, uno de sus determinantes, ha venido disminuyendo en los últimos años. Una TIR elevada redundaría en tarifas más altas con el consecuente perjuicio de los usuarios, por lo que se hace

imperativo que la normatividad mencionada sea revisada y modificada en la dirección de garantizar un adecuado establecimiento de dichos valores.

La normatividad actual ha establecido plazos inadecuados para permitir que los usuarios participen eficientemente (esto es, con el dominio de la información específica), en la realización de Audiencias Públicas para la fijación de tarifas eléctricas. Debe mencionarse específicamente, los plazos establecidos en los procedimientos para la Fijación de Tarifas en Barra, el Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y el Procedimiento para la Fijación de Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos. Es preciso que la Defensoría en nombre de los usuarios, solicite la modificación de estos plazos para garantizar una mejor participación de la ciudadanía en el proceso de regulación tarifaria.

La conveniencia del subsidio (FOSE) que actualmente goza un segmento de la población usuaria del servicio público de electricidad debiera ser analizada en función de su efectividad para llegar a los usuarios de menores recursos. Un simple análisis de la concentración regional de la población a quien está llegando el subsidio, pareciera indicar que no se está alcanzando plenamente el objetivo para el cual fue creado, al concentrarse en las regiones de mayor desarrollo como son las urbanas y no en las rurales donde se sabe está la población más pobre del país. Sería conveniente, la evaluación de los logros alcanzados con el subsidio en términos de su focalización a fin de introducir los cambios necesarios para garantizar que se llegue efectivamente a los segmentos más pobres de usuarios, considerando por ejemplo, su definición en función de las áreas geográficas del servicio y no del simple nivel de consumo como se viene haciendo en la actualidad.

La comparación internacional de las tarifas realizada través de la comparación del gasto en el que incurren los consumidores domésticos, revela que las tarifas en el Perú se encuentran entre las más elevadas de Latinoamérica. Asimismo, la empresa Luz del Sur muestra una rentabilidad muy por encima del promedio obtenido para otros países de la región confirmándose en ella, una relación positiva entre elevadas tarifas y elevada rentabilidad.

Los elevados niveles tarifarios encontrados en el Perú, podrían explicarse por la existencia de factores ligados a la propia normatividad (como los que ya fueron señalados líneas arriba), referidos tanto a los procesos de determinación de precios como a los valores

establecidos para ciertos parámetros que debieran ser revisados y modificados a fin de garantizar niveles tarifarios “justos” para los usuarios.

Existen por otra parte, factores relacionados con la infraestructura del propio sector, como por ejemplo, las características del parque generador, de la infraestructura de transmisión y distribución, que inciden en las tarifas que se cobra al usuario final. Corresponde la realización de estudios que permitan un análisis más detallado de tales factores para permitir una comprensión más completa de la problemática de las elevadas tarifas eléctricas que tiene el país.

Es importante realizar, en el espíritu de lo anteriormente propuesto, un estudio más detallado de las características de los sistemas eléctricos de los otros países latinoamericanos para dar una mejor explicación a la diferencia de niveles tarifarios encontrados entre el Perú y otros países de la región.

Finalmente, queda por explorar los temas relacionados con la regulación del sector y su implicancia en los niveles de tarifas. La simplicidad de procesos administrativos y regulatorios puede promover la existencia de tarifas más bajas por lo cual se debiera hacer una evaluación de la regulación en lo que respecta al aspecto mencionado de simplicidad en los procesos que permita obtener una clara idea de la incidencia de esta en los actuales niveles de tarifas.

Referencias Bibliográficas

Aguilar, Giovanna et al.

1998 *Perú, Regulación de los Servicios Públicos Domiciliarios. Una mirada desde los consumidores.* Santiago de Chile: Consumers International.

Alcázar, L. y P., Pollarolo.

2000 *La regulación y el manejo de controversias de los sectores de telecomunicaciones y electricidad: un análisis institucional comparativo.* Lima: Instituto Apoyo. Documento de Trabajo 5.

Armstrong, M, S. Cowan y J. Vickers.

1994 *Regulatory Reform – Economic 1994 Analysis and British Experience.* Cambridge: The MIT Press

Bonifaz, José Luis.

2001 *Distribución Eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia.* Lima: Consorcio de Investigación Económica Social (CIES) y Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico (CIUP).

Campodónico, H.

1999 *La Reformas Estructurales del Sector Eléctrico Peruano y las Características de la Inversión.* Santiago de Chile: CEPAL. Serie de Reformas Económicas No 5.

Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI)

2000 *Evaluación del Proceso de Privatización 2. Sector Electricidad.* Lima: COPRI. Cuaderno de Trabajo.

Comisión de Tarifas de Energía (CTE)

2001 *Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas, 1993 - 2000.* Lima, CTE.

2000 *Memoria Anual.*

Decreto Ley 25844

1992 *Ley de Concesiones Eléctricas*

Decreto Supremo 009-93-EM

1993 *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.*

Gómez, Rossana.

2002 *Comparación Internacional de Tarifas de Electricidad.* Mimeo

LEY 26876

1997 *Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico.*

OSINERG

2002 Fusiones Horizontales en la generación Eléctrica Peruana. Lima: Gerencia de Estudios Económicos del OSINERG. Mimeo.

2002 *Análisis de la Información Comercial de la Empresas de Electricidad en el Perú, al IV trimestre del 2001.* Lima: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERG.

El Informativo. Varios números

2000 *Anuario Estadístico*

Rainieri, Ricardo.

1996 Relevancia de las barreras de entrada a la industria de generación eléctrica. En *La Industria Eléctrica en Chile, Aspectos Económicos.* Felipe Morandé, Ed. Santiago de Chile.

ANEXO A

Descripción de los procesos de privatización y posteriores transferencias de propiedad de las empresas eléctricas

I. Empresas de Generación

a. Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.

El 25 de abril de 1995 vía concurso público internacional, se subastó el **60%** de las acciones de la empresa al Sindicato Pesquero del Perú S.A. (Sipesa) por US\$ 41.8 MM. De acuerdo al programa de promoción empresarial (venta a plazos) se pagaría una cuota inicial del 20% del monto ofrecido y el saldo se financiaría semestralmente durante ocho años (incluyendo seis meses de gracia) a una tasa de interés de Libor + 2%.

El 30 de octubre de 1996 se realizó la venta de acciones a 46 trabajadores por US\$ 6.67 millones, el pago se realizó al contado.

El 07 de marzo de 2000 bajo el mecanismo de subasta pública se vendió el **30%** del capital social de Cahua S.A. y Pariac S.A. en un bloque único e indivisible, al consorcio integrado por las compañías suecas Skanska Bot AB (importante grupos constructores de Suecia) y Nordic Power Invest AB (filial en el Perú del Grupo Vattenfall) por US\$ 9 millones. El consorcio también asumió la posición contractual de Electroperú en el contrato de venta a plazos suscrito con Sipesa, (ElectroCahua S.A) comprometiéndose a pagar el saldo pendiente de US\$ 25 millones más intereses. Finalizando el proceso de privatización para esta empresa.

En noviembre de 2000 (5 años después) el grupo Vattenfall adquirió las acciones que tenía el grupo Sipesa (60%) por US\$ 48 millones, estas fueron vendidas al año siguiente (oct 2001) al Grupo NRG Energy de Estados Unidos. NRG consolidó su control al adquirir además, la participación que tenía el grupo Skanska Bot AB por US\$ 12.3 millones.

b. Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (Edegel)

El 17 de octubre de 1995 vía concurso público internacional se otorgó el **60%** de las acciones al consorcio Generandes Co con una oferta de US \$ 424.4 MM en efectivo, además

US\$ 100 MM en títulos de deuda externa y un compromiso de ampliación de la Central Térmica de Santa Rosa en 100 Mw adicionales en 1 año. El consorcio estaba formado por las empresas EP-Edegel Inc., filial de Entergy Corp de EE.UU con una participación del 50%, Inverandes, filial de Endesa de Chile con una participación del 43%, Inversiones Graña y Montero, filial del grupo Graña y Montero del Perú con una participación del 3% y Wiese Inversiones Financieras S.A. filial del Banco Wiese LTD del Perú con una participación del 4%.

El 22 de agosto de 1996 se realizó la venta del **10%** de las acciones a los trabajadores por un monto de US \$ 74.8 millones.

Finalmente el estado vendió su participación del 29.6% del capital social no en la fecha prevista 1998 (debido a que la crisis financiera afectó seriamente a los mercados financieros internacionales) por lo que decidió partir la oferta en tres fechas buscando mejores opciones; la primera fue el 29 de abril de 1999 (Edegel 1) vía la Oferta Pública de Venta de acciones (OPV) se ofreció el **6.71%** por un monto de US\$ 30.99 millones, la segunda fue el 23 de noviembre de 1999 (Edegel 2) vía Subasta pública en rueda de bolsa se ofreció el **5.39%** por un monto de US\$ 24.34 millones (a instituciones vinculadas al Fondo de Pensiones AFPS y la propia Edegel realizó una compra mínima) y el último paquete de acciones que tenía el estado el **17.48%** se ofreció el 27 de enero de 2000 (Edegel 3) por un monto de US\$ 83.87 millones vía OPV. Con ello el estado ha obtenido en total US\$ 738.3 millones desde que se inició su privatización, por el 100% de acciones.

c. Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (Etevensa)

De acuerdo a las bases de privatización, para esta empresa se aplicó el mecanismo de capitalización según el cual, se debería considerar a un socio mayoritario en el capital de la empresa, quien debería instalar un mínimo de 200 Mw adicionales de potencia, ser el operador y mantener por lo menos el 30% del accionariado por cinco años. El 12 de diciembre de 1995 se realizó la subasta presentándose 2 postores, resultando ganador el consorcio Generalima al ofrecer un monto de inversión en el proyecto de ampliación de US\$ 120.10 MM, el que permitiría obtener una potencia de 280 MW por la instalación de dos unidades de turbogases. La participación del **60%** del capital social de Etevensa, la convirtió en socia del Estado. El consorcio Generalima estaba conformado por Endesa Desarrollo S.A.

de España (Endesar) con el 72.5%, Inversiones Crédito del Perú S.A. con el 25% y Cosapi S.A. del Perú con el 2.5%.

Endesar es del grupo Endesa de España, este grupo se dedica a la explotación, construcción y operación de centrales eléctricas y explotación de minas de carbón.

El 28 de octubre de 1996 se realizó la venta de acciones a los trabajadores por un pago al contado de US\$ 3.44 millones de dólares.

d. Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A. (Egenor)

El 25 de junio de 1996 se subastó el **60%** de las acciones de Electroperú en Egenor. El postor ganador fue Inversiones Dominion Perú S.A. al ofrecer US\$ 228.20 MM en efectivo y comprometerse a ampliar la potencia efectiva en 100 Mw en el plazo de 3 años y reubicar las instalaciones de la Central Térmica de Chimbote fuera de las instalaciones de Siderperu en un plazo de 2 años. El consorcio estaba integrado por Dominion Energy Inc con una participación del 97.6%, Marc T. Cox y Thomas F. Farrel cada uno con una participación del 1.2%.

El 11 de noviembre de 1996 se realizó la venta de acciones a los trabajadores por un pago al contado de US\$36.30 millones.

El 7 de octubre de 1999 se vendieron a la empresa Duke Energy International Perú Holdings (subsidiaria de Duke Energy), mediante Oferta Pública bajo el mecanismo de Subasta Pública a través de la Bolsa de Valores de Lima, el íntegro del paquete de acciones “Clase B” que representan el 30% del capital social por un monto de US\$ 60 MM. Con ello el estado ha obtenido en total US\$324.5 millones desde que se inició su privatización, por el 100% de acciones.

En Junio de 1997 la casa matriz Dominion Energy de EEUU vendió el 49% de sus acciones en EEUU a Chilgener (Chile).

e. Empresa Eléctrica de Piura S.A. (Eepsa)

Para esta empresa se aplicó el mecanismo de capitalización. En las bases del concurso se establecía incorporar a un socio mayoritario a través de: a) capitalización de US\$40 millones necesarios para la instalación de una planta de generación eléctrica de 80 MW de potencia en el plazo de 1 año y b) la compra de acciones. Es así como el 20 de noviembre de 1996 de una oferta de tres postores, resultado ganadora del concurso la Compañía Eléctrica Cabo Blanco, ELECSA a través de: a) la capitalización obtuvo el 40.23% de acciones tipo “A”; y b) un 19.77% por la compra de acciones “tipo B” por un monto de US\$19.7 millones. El consorcio está integrado por Endesar, Energía Andina S.A. y Peru Electricity Fund.

f. Talleres de Moyopampa S.A.

Entre el 22 de octubre y 05 de noviembre de 1997 mediante el mecanismo de Oferta Pública de Adquisiciones (OPA) la empresa Entergy Power Perú S.A. (filial de la empresa norteamericana Entergy Co) se adjudicó el total de acciones Serie B de Talleres Moyopampa S.A., por la venta del 74.01% que poseía Electroperú correspondiéndole al estado un monto de US\$270 miles.

g. Empresa de Electricidad de los Andes S.A. (Electro Andes)

Electroandes es el sexto generador eléctrico más grande del Perú y conectado al COES desde julio de 1997, es una empresa subsidiaria de Centromín Perú. Mediante concurso público internacional N° PRI-64-2000, el Estado peruano puso a la venta el 100% de sus acciones. El 19 de junio del 2001, PSEG procedió a notificar la operación ante la Comisión de Libre Competencia de Indecopi y solicitar su autorización en el caso de ser la ganadora del concurso Público, en aplicación a lo dispuesto en la ley Antimonopolio. Esta solicitud fue aprobada el 9 de octubre del 2001.

Es así como el 20 de Julio del 2001 Electro Andes S.A. fue adjudicada a PSEG GLOBAL INC quien ofertó la cifra de US\$227 millones 101 mil dólares por el total de acciones del estado que representan un **70%** del total del accionariado de la empresa, además asumiría una deuda de US\$19.5 millones y debería realizar una inversión de US \$ 17.5 millones en un plazo de 5 años. En ejercicio de sus derechos de preferencia, el **30%** sería adquirido por Doe Run Perú S.R.L, propietaria del Complejo Metalúrgico de la Oroya (filial de la empresa

norteamericana The Doe Run Resources Corporation) y el **10%** sería adquirido por los trabajadores de Centromin Perú S.A.

- j. Empresa de Generación del Sur S.A.(Egesur) y Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (Egasa)

El 12 de febrero de 1996 la COPRI aprobó incluir a Egesur en el plan de promoción de la Inversión Privada de Electroperú, con una modalidad parecida a la aplicada en el caso de Etevensa, el valor base sería US\$ 41 millones. Posteriormente, este proceso se suspendió decidiéndose privatizarla en conjunto con la empresa Egasa, el proceso sería encargado al CEPRI EE.RR.EE mediante la Resolución Suprema N° 438-96-PCM³¹ proceso no llevado a cabo. Finalmente el CEPRI - Empresas de Generación convocaría la transferencia por parte del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado- FONAFE, de la totalidad de las acciones comunes y de las acciones clase C (acciones doradas) de propiedad del Estado a favor de la empresa que obtenga la Buena Pro.

El 14 de junio del 2002, la empresa Tractebel S.A. se adjudicó la buena pro de Egasa y Egesur mediante el mecanismo de subasta pública por US\$167.43MM. Adicionalmente, y de acuerdo a la ley, los trabajadores podrán ejercer su opción de preferencia para adquirir directamente hasta el 10% de las acciones de la empresa.

En el Perú, Tractebel S.A. participa en el mercado eléctrico a través de su subsidiaria Energía del Sur S.A., empresa de generación ubicada en el departamento de Moquegua. El 14 de Junio del 2002, Tractebel S.A. presentó la solicitud de autorización de acuerdo a la Ley Antimonopolio N° 26876 respecto a las concentraciones horizontales y su reglamento 017-98-ITINCI y decreto supremo 087-2002 EF, la autorización fue aprobada en la resolución Exp N° 009-2002-CLC con fecha 07 de noviembre del 2002. Sin embargo existe otro proceso pendiente que esta en el poder judicial de Arequipa el cual no tiene visos de solución a la fecha.

³¹ El Cepri EE.RR.EE consideraba además a la Empresa de Generación eléctrica de Machu Picchu S.A. (Egamsa)

II. Líneas de Transmisión

a. Línea de Transmisión Eléctrica Mantaro - Socabaya

Este proyecto tiene el objetivo de construir y explotar una nueva línea que partirá desde la subestación Campo Armiño en Huancavelica llegando a la estación de Socabaya en Arequipa, lo que integrara en un único sistema nacional de los dos principales sistemas de transmisión del país (SICN y SiSUR). Para la entrega en concesión al sector privado, se estableció en la Resolución suprema N° 348-97-PCM (18/07/97) que ETECEN participaría con el 15% del capital social de la sociedad concesionaria de la obra y explotación por 30 años de dicha línea de transmisión; adicionalmente ETECEN cedería a la sociedad concesionaria la concesión definitiva que le fuera otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.

El 15 de enero de 1998 se otorgó la concesión de la Línea de Transmisión eléctrica Mantaro - Socabaya por un período de 33 años al Consorcio peruano-canadiense Transmantaro S.A. al presentar la menor oferta económica de US\$179.2 millones contra los \$300 millones que estableció el Estado como monto base. El consorcio esta conformado por Hydro Québec International Inc con el 80%, Graña y Montero S.A. con el 5% y Etecen con el 15%.

En virtud de lo dispuesto en la Ley Antimonopolio y Oligopolio, Etecen presentó ante la Comisión de Libre Competencia de Indecopi una solicitud de autorización con fecha 14 de enero de 1998. Indecopi, según resolución 002-1998-Indecopi-CLC con fecha 26 de febrero de 1998, considero que Etecen era la única que realizaba directamente actividades en el sector transmisión al ser titular de las líneas del SICN y no los otros socios; sin embargo Graña y Montero tenia una participación indirecta al conformar el capital social del consorcio Generandes titular del 60% de acciones de Edegel, además, el presidente del directorio de Graña y Montero era vicepresidente del directorio de Edegel. A pesar de ello, la comisión consideró que este no era un caso de concentración debido a que el socio mayoritario Hydro Québec era el que tomaba realmente las decisiones estratégicas de gestión empresarial

b. Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur (Redesur)

Este proyecto está orientado a la construcción de 3 nuevas líneas de transmisión: Socabaya-Moquegua; Moquegua-Tacna y Moquegua-Puno y el aumento de la capacidad de transmisión de las líneas actuales.

El proyecto permitirá estabilizar el sistema Eléctrico del Sur y hará viable, junto al proyecto de la línea Mantaro-socabaya, la interconexión eléctrica del Centro, Norte y Sur del país.

El 29 de enero de 1999 se entregó la concesión de Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur, por un período de 32 años a la empresa Red Eléctrica de España S.A. al ofrecer el menor monto de inversión US\$74.4 MM (US\$ 18.02 MM menos que el precio base). La composición del capital accionario de la empresa denominada Red Eléctrica del Sur S.A. (Redesur) es Red Eléctrica de España S.A. 30%, Cobra Perú S.A. 20%, Abengoa Perú S.A. 20%, Banco Central Hispano Americano S.A. 15% y ETECEN 15%,.

c. Líneas Eléctricas: Pachachaca-Oroya, La Oroya-Carhuamayo-Derivación Antamina y Aguaytía-Pucallpa

El 16 de febrero de 2001 la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) ganó la subasta conjunta para la concesión de tres Líneas Eléctricas: a) Pachachaca-Oroya, b) La Oroya-Carhuamayo- y su derivación hacia Antamina y c) Aguaytía-Pucallpa que hará posible conectar Pucallpa con el sistema principal. La empresa ganadora hizo una oferta de US\$65,4 MM para la construcción y operación de las líneas.

d. Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. (ETECEN) y la Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. (ETESUR).

El 5 de junio de 2002 la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) se adjudicó la Buena Pro para la entrega en concesión por 30 años de estos dos sistemas de transmisión, al ofrecer un pago de US\$241.58 MM por las dos empresas. Se estima un compromiso de inversión de US\$10.5MM y se compone de tres partes: 1) Interconexión con el Ecuador a través de la construcción de la línea eléctrica Zorritos-Zarumilla; 2) Cambio de conductores en la línea eléctrica existente Lima-Chimbote, 3) Instalación de un sistema de compensación reactiva en el sistema eléctrico del sur. Asimismo, se vendieron inventarios de repuestos, materiales y otros activos por US\$17MM.

En la medida que el Decreto supremo N°087-2002-EF del 1 de junio de 2002 establecía solicitar la autorización previa para las operaciones de concentración de las empresas del estado³². La empresa ISA la presentó el 25 de junio la solicitud de autorización, entre la documentación señalaba que su participación con el 30% en Red de Energía de Perú S.A.(consorcio que también desarrolla actividades de transmisión de energía) estaba en las bases del concurso. En la resolución N° 006-2002-Indecopi/CLC emitida el 29 de agosto del 2002, los estudios si bien mostraron indicadores de concentración horizontal, consideraron que la adquisición de Etecen y Etesur por ISA no producían cambios significativos en la estructura del mercado de transmisión. Además el reglamento de la ley de concesiones en su artículo 233 impedía su acceso a las actividades de generación y distribución descartando la concentración vertical. Aprobándose la solicitud de operación obtenida en la Licitación Pública Especial Internacional del 5 de junio.

III. Empresas de distribución

a. Empresa de Distribución Energía Eléctrica Lima-Norte S.A. (Edelnor)

El 12 de julio de 1994 se efectuó la subasta del **60%** de las acciones de esta empresa, a Inversiones Distrilima por un monto de US\$ 176.49 MM El consorcio estaba conformado por Endesa de España, Chilectra y Enersis de Chile, Cosapi y varias empresas peruanas vinculadas al Grupo Crédito.

En aplicación al derecho preferente y con la intervención del Cepri Participación Ciudadana, los trabajadores se adjudicaron solo el 3.7% de las acciones entre julio y agosto de 1995 por un monto de US\$ 10.8 millones de dólares.

Las acciones remanentes del estado se ofrecieron en dos tramos via el mecanismo de Oferta Pública de valores, el primero se realizó el 25 de marzo de 2002, ofreciéndose el 9.36% del capital social por S/.83.6 millones de soles y el segundo se realizó el 22 de mayo de 2002, ofreciéndose el 27.09% por S/.241.91 millones.

³² Que, resulta conveniente establecer un procedimiento especial para la aplicación de la Ley N° 26876 a los actos de concentración derivados de los procesos de promoción de la inversión privada en las empresas eléctricas de propiedad del estado.

b. Empresa de Distribución Energía Eléctrica Lima-Sur S.A.(Luz del Sur)

El 12 de julio de 1994 se efectuó la subasta del 60% de las acciones de esta empresa, a Ontario-Quinta AVV por un monto de US\$ 212.1 MM. El consorcio estaba conformado por las siguientes empresas: Ontario Hydro de Canadá y Chilquinta Internacional de Chile. Luego de la privatización el adjudicatario cambió el nombre de la empresa de Edelsur por Luz del Sur S.A.

La venta de acciones a los trabajadores se realizó en el 22 de agosto de 1996, los trabajadores se adjudicaron el 10% de las acciones por un monto de US\$ 32.4 millones de dólares.

El Cepri de Participación Ciudadana realizó una Oferta Pública de Venta (OPV) de las acciones remanentes del estado en tres tramos: el internacional, institucional local y el minorista. El 10 de diciembre de 1996 culminó este proceso transfiriéndose al sector privado el **29.9%** del capital social generando ingresos para el Estado por un monto de US\$163 millones. Posteriormente por problemas de falta de pago en la venta efectuada a plazos al tramo minorista, regresaron algunas acciones al estado y considerando las acciones por el bono de fidelidad (se otorgaba una acción por cada veinte si se conservaban la totalidad de las acciones adquiridas durante 18 meses) no adjudicadas, determinaron que el Estado dispusiera aproximadamente de 16 millones de acciones. El 2 de febrero de 1999 en la Bolsa de Valores de Lima, mediante el mecanismo de subasta holandesa, el estado obtuvo ingresos por US\$ 10.1 millones concluyendo de este modo, la privatización de esta empresa. Desde que se inició la privatización por el 100% de acciones, el estado obtuvo en total US\$402.4 millones.

c. Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Chancay S.A.(Ede-Chancay)

El 15 de diciembre de 1995 se adjudicó el 60% de las acciones de esta empresa, el único postor, el consorcio Inversiones Distrilima S.A., que ofertó US\$ 10.3 millones de dólares. Los trabajadores adquirieron solamente el 0.72% de las acciones en abril de 1996 por S/.287.2 M al contado.

d. Empresa de distribución de Energía Eléctrica de Cañete S.A. (Ede Cañete)

La primera subasta se realizó junto con la empresa anterior, pero al no existir un postor, el concurso se declaró desierto, por ello en la segunda subasta se reestructuró la estrategia de privatización, ofreciéndose el 100% de acciones, descontando el 10% de los trabajadores, mediante la modalidad de promoción empresarial. El 27 de junio de 1996 resultó ganador el único postor la empresa Luz del Sur que ofertó US\$ 8.16 MM. Ha ser pagados al contado. Los trabajadores decidieron no hacer uso de su derecho preferencial de compra de acciones.

El 17 de mayo de 1996 al constituirse el Comité Especial encargado de llevar a cabo la promoción de la inversión privada en las Empresas Regionales de Electricidad – CEPRI. EE.RR.EE. se comprendió a las siguientes empresas de distribución:

- i. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Sur Medio S.A. (Electro Sur Medio S.A.)
- ii. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Norte Medio S.A. (Electro Norte Medio S.A. - Hidrandina)
- iii. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Centro S.A. (Electro Centro S.A.)
- iv. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Norte S.A. (Electro Norte S.A.)
- v. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Noroeste S.A. (Electro Noroeste S.A. - Enosa.)
- vi. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Sur del Perú (Electro Sur S.A.)
- vii. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Sur Oeste del Perú (Electro Sur Oeste S.A.)
- viii. Empresa Regional de Servicio Publico de Electricidad del Sur Este del Perú (Electro Sur Este S.A.)

De ellas sólo las cinco primeras fueron privatizadas.

e. Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio S.A.

La estructura inicial del accionariado de esta empresa era 1.8% privado y 92.8% estatal. En las bases del concurso, una parte de la oferta era a) Parte dineraria, un 50% a plazos dentro del programa de promoción empresarial (20% al contado y el saldo en pagos semestrales en 8 años, con 2 de gracia, tasa Libor a 180 días + 2%) y b) Parte inversión, el 50% restante, a través de la ejecución de obras de expansión de la frontera eléctrica en zonas escogidas por el estado en un plazo no mayor de 5 años. El 11 de febrero de 1997 se realizó la subasta del 98.2% de las acciones del estado, de cuatro postores, la buena pro fue otorgada al consorcio HICA por una oferta de US\$ 51.283 millones. El consorcio está integrado por la empresa argentina IATE S.A. con el 50% del accionariado y las empresas peruanas C. Tizón P.S.A. con el 29%, Amauta Industrial S.A con el 10%, Suazo & Zolidoro - S&Z Consultores Asociados S.A. con el 6% y Constructora Vásquez Espinosa S.A. con el 5%.

Los trabajadores no hicieron uso de su derecho preferente de acciones.

Para las cuatro empresas regionales del Centro y Norte citadas a continuación, la modalidad de privatización fue la transferencia del 30% de acciones Clase "A" de propiedad del Estado, dándosele al adjudicatario la opción de adquirir un 30% adicional de acciones de la misma clase en un periodo menor a dos años. La forma de pago fue a plazos, con una inicial del 10% y el saldo en 12 años, 18 cuotas semestrales con una tasa Libor + 2% más tres años de gracia, en los que solo se cancelarían los intereses.

f. Electro Norte Medio S.A. – Hidrandina

Fue constituida en 1983 en aplicación a la Ley General de Electricidad sobre la base de la Empresa de Energía Eléctrica Andina Hidrandina S.A. El 94.7% de acciones pertenecían al Estado y el 5.3% restante a accionistas privados. El 25 de noviembre de 1998, se subastó el 30% de acciones a la empresa peruana José Rodríguez Banda S.A. (JORBELEC) al ofrecer US\$67.88 MM.

g. ElectroCentro S.A.

La empresa regional de Servicio Público de electricidad del Centro S.A. era una empresa 100% estatal, creada el 21 de diciembre de 1983 sobre la base de la ex Sociedad Industrial de Huancayo y la ex Unidad Regional de Operaciones Centro de Electroperu. El 25 de

noviembre de 1998, se subasto el 30% de acciones a la empresa peruana José Rodríguez Banda S.A. (JORBELEC) al ofrecer US\$32.69 MM.

h. Electro Norte S.A.

Fue constituida el 21 de diciembre de 1983 sobre la base operativa de la Región Norte de Electroperú y la estructura jurídica de la ex empresa de energía de Piura S.A. El 99.994% de acciones eran de propiedad del Estado y el 0.006% restante de accionistas privados. El 25 de noviembre de 1998, se subasto el 30% de acciones a la empresa peruana José Rodríguez Banda S.A. (JORBELEC) al ofrecer US\$22.12 MM.

i. Electro Noroeste S.A. – Enosa

Empresa estatal de derecho privado, constituida el 12 de diciembre de 1987. El 25 de noviembre de 1998, se subasto el 30% de acciones a la empresa peruana José Rodríguez Banda S.A. (JORBELEC) al ofrecer US\$22.88 MM.

Para estas cuatro empresas mediante D.S. 228-2001-EF del 13 de diciembre del 2001 se aprobó el Contrato de Reconocimiento de obligaciones, dación en pago, transacción, extinción de derecho y obligaciones y pactos diversos, entre el FONAFE y JORBELEC, en virtud del cual: el Estado retoma la gestión de la empresa, se eliminan los juicios en contra del Estado. JORBELEC pagará al contado la deuda que mantiene, el Estado obtiene la libre disponibilidad del 100% de las acciones de las empresas regionales.

Finalmente Proinversión promoverá la transferencia del 100% de las acciones del estado en dichas empresas, a un inversionista estratégico. La modalidad de entrega de las acciones será en un solo pago al contado, en una Licitación Pública Especial Internacional. El cronograma esta por determinarse.

ANEXO B

Páginas Web consultadas para la elaboración del cuadro 11:

Argentina - EDESUR: www.edesur.com.ar
Argentina - EDENOR: www.edenor.com.ar
Argentina - Ente Nacional Regulador de la Electricidad: www.enre.com.ar
Bolivia - Electropaz: www.electropaz.com
Bolivia - Superintendencia de Electricidad: www.superele.gov.bo
Brasil - Bandeirante: www.bandeirante.com.br
Brasil - Agencia Nacional de Energía Eléctrica: www.aneel.gov.br
Colombia - Comisión Reguladora de Energía y Gas: www.creg.gov.co
Colombia - CODENSA: www.codensa.com.co
Chile - Chilectra: www.chilectra.cl
Chile - Comisión Nacional de Energía: www.cne.cl
Chile - Superintendencia de Electricidad y Combustible: www.sec.cl
Ecuador - Empresa Eléctrica de Quito: www.eeq.com.ec
Ecuador - Consejo Nacional de la Electricidad: www.conelec.gov.ec
México - Comisión Federal de Electricidad de México: www.cfe.gob.mx
Perú - Edelnor: www.edelnor.com.pe
Perú - Luz del Sur: www.luzdelsur.com.pe
Perú - OSINERG - Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria: www.cte.org.pe
Perú - Ministerio de Energía y Minas: www.mem.gob.pe
Uruguay - Unidad Reguladora de Energía Eléctrica: www.uree.gub.uy
Uruguay - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas:
www.ute.com.uy
Venezuela - La Electricidad de Caracas: www.edc-ven.com
Venezuela - Ministerio de Energía y Minas: www.mem.gov.ve
Venezuela - Camara Venezolana de la Industria Eléctrica: www.caveinel.org.ve

Tarifas Residenciales: Características Principales en diferentes países de la región

País	Características Principales
Argentina	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Bolivia	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía. • Sí realiza diferenciación por estratos de consumo. • Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto variable. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • No Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto variable. • Se realiza cobro por energía. • Sí realiza diferenciación por estrato de consumo. Por ejemplo, para la tarifa única los estratos son: medio, medio – alto, alto. • Hasta el 31 de diciembre del 2000, la Ley 632 señala que se eliminarán los subsidios antes dados en el Sistema Interconectado Nacional. • No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • No Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Chile	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Ecuador	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía. • Incluye subsidio cruzado de 1.4958 a abonados que consumen entre 0 y 130 KWh/mes y no incluye el pago del IVA. • Sí Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Incluye un cobro fijo mensual (en realidad no tiene un costo fijo propiamente dicho. Pero sí puede considerarse al costo de comercialización como costo fijo) • Incluye un cobro variable por consumo.

México	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto variable. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • La Empresa CFE pertenece al Estado. • Sí Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Incluye un cobro variable por consumo.
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • Sí Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • No Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Perú	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • No Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Sí Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo y variable. • Se realiza cobro por energía y potencia. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • Sí Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Sí Incluye un cobro fijo mensual. • Incluye un cobro variable por consumo.
Venezuela	<ul style="list-style-type: none"> • La tarifa involucra monto fijo. • Se realiza cobro por energía. • No realiza diferenciación por estratos de consumo. • Sí Mantiene diversas tarifas por rangos de consumo dentro de la tarifa residencial. • Sí Incluye un cobro fijo mensual (en realidad mantiene un costo fijo hasta un consumo de los primeros 200 Kwh en la tarifa residencial). • No Incluye un cobro variable por consumo (hasta los 200 Kwh de consumo).