

SITUACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO



Comisión de Tarifas Eléctricas

Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano da a conocer los aspectos relevantes que subyacen en el funcionamiento del sector eléctrico.

En noviembre de 1992, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, se redefinió el rol del Estado en el sector eléctrico, el cual pasó de operador e inversionista a realizar actividades normativas, concedentes, reguladoras y de fiscalización. Esta ley también transformó la estructura del sector eléctrico mediante la separación de los procesos de generación, transmisión y distribución de la electricidad.

Después de cinco años los logros alcanzados son alentadores:

1. El coeficiente de electrificación nacional (población con servicio eléctrico) se ha incrementado en 22% (de 46.0% a 68%) y ha permitido la incorporación de 854,000 nuevos usuarios del servicio público de electricidad que beneficia a más de cuatro millones de habitantes.

2. Las tarifas de electricidad se han mantenido en valores económicos eficientes, dando una señal

Continúa

Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano

Comisión de Tarifas Eléctricas
(CTE)

Marzo 1998

Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano

© Comisión de Tarifas Eléctricas
Av. Canadá 1470, Lima 41, Perú
Teléfonos: (511) 224-0487 224-0488
Fax: (511) 224-0491
E-mail: postmaster@cte.org.pe

ISBN: 9972-649-15-6

Primera edición: marzo 1998

*Este estudio ha sido elaborado con el fin de contribuir
a la difusión del sistema de regulación de las
tarifas eléctricas en el Perú y el papel que cumple la
Comisión de Tarifas Eléctricas
dentro de esta actividad.*

Índice general

	Pág.
Presentación	11
Resumen ejecutivo	15
Introducción	27
I. Regulación y sistema tarifario en el sector eléctrico	29
I.1. Alcances de la regulación	31
¿Por qué regular?	31
La regulación de los servicios públicos	32
El enfoque de regulación en el Perú	33
I.2. Marco general de la regulación en el Perú	36
I.3. La regulación tarifaria	38
Antecedentes	38
El modelo tarifario actual	39
Los costos de generación	42
Costos de transmisión y tarifa en barra	44
Valor Agregado de Distribución (VAD) y tarifa a clientes finales	46
Marco conceptual del modelo tarifario actual	49
Tarifas a nivel de generación	50
Tarifas a nivel de transmisión	52
Tarifas a nivel de distribución	53
I.4. El rol de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)	53
La misión de la CTE	53
Organización	55

II. Resultados del proceso de privatización en el sector eléctrico	57
II.1. Promoción de la inversión privada en las actividades del sector eléctrico	59
II.2. Garantías tarifarias a la inversión	61
Reconocimiento del costo económico de eficiencia	62
Tarifas basadas en costos marginales de suministro	62
Promoción de la competencia	63
Estabilidad contractual	63
II.3. Situación económica y financiera de las empresas del sector eléctrico	64
Análisis del Balance General	64
Análisis del Estado de Ganancias y Pérdidas	67
Análisis de ratios financieros	68
II.4. Proyecciones económicas y financieras de las empresas privatizadas	70
Empresas de distribución ²	70
Empresas de generación ³	71
II.5 Comportamiento bursátil de las empresas privatizadas	74
III. Evolución de las tarifas eléctricas y comparación internacional	79
III.1. Las tarifas eléctricas en el Perú	81
Período 1975-1993	81
Período 1994-1998	83
III.2. Las tarifas eléctricas en países seleccionados	88
Precios medios para el sector industrial y residencial	88
Comparación de sistemas tarifarios	92

IV. Opciones tarifarias	97	
IV.1. Conceptos básicos	99	
IV.2. Determinación de las opciones tarifarias	100	
IV.3. Análisis de sensibilidad	109	
IV.4. Selección de una opción tarifaria	113	
IV.5. Ejemplos prácticos	115	
V. Costos y calidad del servicio de electricidad	127	
V.1. Concesiones en el sector eléctrico	129	
V.2. Condiciones de prestación del servicio público de electricidad	130	
Conexión	130	
Interrupción del suministro	131	
Errores en la facturación	134	
Procedimiento de reclamos	135	
Mejoras en las redes de distribución	135	
Recuadro No. 1.1	Algunas definiciones relevantes para la regulación tarifaria	40
Recuadro No. 1.2	Modelos de optimización	43
Recuadro No. 1.3	Costos y rentabilidad: El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	47
Recuadro No. 1.4	El sistema económicamente adaptado y el CMgCP	51
Recuadro No. 4.1	¿Qué es el pliego tarifario?	114
Recuadro No. 5.1	¿Cómo reclamar?	136

Presentación

En 1992, cuando se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (*), el Perú registraba uno de los más bajos índices de electrificación en las naciones americanas: apenas 48,4 por ciento. Esta cifra ponía en evidencia que más de la mitad de peruanos carecía de servicios eléctricos y estaba marginada de toda forma de vida moderna.

Esta presentación hace una rápida revisión de los problemas del sistema, anterior al año 1992, para facilitar la comprensión de las orientaciones de política y las características del funcionamiento del marco regulatorio que nace con la Ley de Concesiones Eléctricas, sin pretender explicar el bajo índice del coeficiente de electrificación nacional.

De manera resumida puede decirse que el sistema anterior carecía de sostenibilidad y transparencia. En la década de los ochenta, y de modo específico en su último lustro, el ritmo de las inversiones en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica no guardó relación con la velocidad de crecimiento de la población, lo que determinó que la brecha entre la población que contaba con servicios eléctricos y aquella que carecía de los mismos fuese cada vez más grande, con un marcado impacto negativo en el desarrollo económico nacional. La tendencia creciente de la población desatendida constituía una barrera infranqueable para las as-

(*) D.L. 25844 de 19 de noviembre de 1992, reglamentado por el D.S. 009-93-EM.

piraciones de desarrollo de los sectores menos favorecidos de las zonas rurales y de las áreas urbano marginales.

El clima de inseguridad que generó la violencia subversiva fue, sin duda, uno de los factores principales que desalentó las inversiones en todos los sectores económicos del país. La destrucción cotidiana de la infraestructura eléctrica y de otras partes vitales de la nación, por acción del terrorismo, acrecentó el “riesgo-país”. Pero, junto a la violencia política, intervinieron también otros factores que desalentaron las inversiones y agudizaron la escasez de los recursos demandados por el sector para mantener su operatividad. La exclusión del Perú del contexto económico internacional, como consecuencia del no pago de la deuda externa y la intervención de la banca privada, destaca entre estas circunstancias.

Del mismo modo, la preeminencia de criterios políticos en el manejo de las tarifas eléctricas hizo también su parte en la conformación y funcionamiento del modelo anterior. Razones de conveniencia o falso sentido de sensibilidad social hicieron que los cálculos técnicos fueran finalmente sustituidos por niveles tarifarios deliberadamente inferiores a los costos reales de los servicios eléctricos. Esto explica, en parte, las gruesas pérdidas que de modo sistemático registraron las empresas del sector. La principal consecuencia de este manejo fue la ausencia de recursos para expandir la frontera eléctrica y mejorar la calidad de los servicios existentes.

La aplicación de esta política alcanzó envergadura nacional y, en la práctica, lo único que hizo fue alentar el consumo ineficiente de la electricidad por parte de los usuarios. Si se tiene en cuenta que la mínima expansión de la frontera eléctrica se orientó principalmente a las zonas residenciales de Lima y otras ciudades importantes del país, es fácil comprender que esta política perjudicó a los sectores productivos y lo que representan en términos de generación de empleo y de riqueza.

Pero, como se ha mencionado anteriormente, las pérdidas registradas por las empresas públicas del sector eléctrico no sólo se explican por la aplicación de tarifas que no reflejaban el costo del servicio, en términos de eficiencia, sino también por el desmanejo administrativo que estas tarifas trajeron consigo. La ausencia de tarifas técnicamente establecidas hizo que carezca de importancia el control de los costos y gastos de las empresas eléctricas. La frondosidad burocrática fue una manifestación lógica de esta gestión. El cambio en el sector ha significado también el incremento de la eficiencia de los trabajadores. Entre los años 1990 y 1997 el indicador de clientes por trabajador se incrementó de 120 a 450.

Este comportamiento empresarial y las orientaciones de política del modelo económico anterior marginaron al sector privado y no tomó en cuenta las posibilidades de su aporte al desarrollo eléctrico nacional. De esta manera se cerró las puertas a la inversión privada y se minimizó la importancia de la innovación tecnológica, la utilización racional de recursos y la búsqueda de eficiencia y competitividad.

Retrotraer al presente las variables macroeconómicas de aquel momento, como las magnitudes de la inflación, el déficit fiscal y la deuda externa, para citar unas pocas, no hace más que justificar la emergencia de las medidas emprendidas por la administración del Estado, para hacer posible un proceso de desarrollo económico y social sostenible.

El cambio en el sector eléctrico peruano tiene en la Ley de Concesiones Eléctricas su hito más importante. Dentro de su marco normativo se materializa la reestructuración del sector eléctrico nacional para modernizar su funcionamiento y dar coherencia al tejido de relaciones económicas de las empresas y de éstas con los usuarios a través de una señal tarifaria eficiente.

Sin embargo, como todo acto humano, la Ley de Concesiones Eléctricas no es perfecta. Aunque la experiencia de su aplicación en estos cinco años puede calificarse de exitosa, es claro también que existen áreas que requieren perfeccionamiento para alcanzar un funcionamiento más eficaz del sistema. La creación de un marco operativo de mayor competencia y la búsqueda de un equilibrio adecuado entre las señales de precios de mercado y precios regulados deberían servir de orientación para este perfeccionamiento. Los alcances de la Ley de Concesiones Eléctricas y, de modo especial, los aspectos regulatorios de las tarifas eléctricas son los temas centrales de la presente publicación, cuya mayor aspiración es contribuir al desempeño eficiente de todos los agentes que intervienen en el sector eléctrico peruano.

El presente documento ha sido elaborado por Apoyo Comunicaciones S.A. por encargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas para aportar a la mejor comprensión de la realidad actual del sector eléctrico nacional y de sus crecientes posibilidades de modernización.

Lima, marzo de 1998

Comisión de Tarifas Eléctricas

Resumen ejecutivo

I. Regulación y sistema tarifario en el sector eléctrico

- Regular servicios públicos que operan en condiciones de monopolio natural es una tarea compleja. La cuestión es, entonces, cómo lograr que los monopolios naturales puedan ser operados eficientemente sin que se deteriore la calidad del servicio o que se generen precios que impliquen un abuso de su posición monopólica. Una solución tradicional a este problema ha sido el *Estado empresario*. Pero una alternativa es el *Estado regulador*.
- Un proceso en el cual se pretende que las principales decisiones se adopten en el mercado requiere, especialmente en el caso de aquellos sectores en donde con frecuencia se encuentran fallas del mercado, de un apropiado conjunto de reglas que guíen su operación.
- En la organización de la industria eléctrica, la existencia de más de una empresa en la provisión del servicio es considerada económicamente eficiente en la actividad de generación. Sin embargo, ello no es posible en la transmisión y distribución. El sector eléctrico debe estar sujeto a regulación con el fin de proteger a los usuarios de prácticas monopólicas.
- La concepción del nuevo marco normativo para el sector de energía eléctrica se produjo dos años antes de iniciarse las primeras privatizaciones en el sector. La promulgación de la Ley de

Concesiones Eléctricas, de noviembre de 1992 (Decreto Ley No. 25844), reglamentada posteriormente (Decreto Supremo No. 009-93-EM), se orientó hacia la creación de un marco regulador moderno para el sector en materias tan diversas como la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores.

- Las instituciones que ejercen la regulación del sector eléctrico se agrupan en el denominado Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía, el cual está compuesto por el Osinerg, en materia de fiscalización; la CTE, encargada de la regulación tarifaria, y el Indecopi, encargado de velar por la libre competencia y la defensa del consumidor. Además, la Dirección General de Electricidad (DGE) está a cargo de las materias normativas.
- Uno de los elementos más importantes dentro de este marco regulatorio fue el diseño de una regulación tarifaria, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones dentro del sector.
- El modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, dejando de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo. Para las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución, semestralmente se fijan los *precios en barra*, a partir de un precio básico sobre el que se aplica un factor de penalización por las pérdidas de energía ocurridas en la transmisión. Los precios en barra fijados no pueden diferir en más del 10% del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del sistema.
- En adición, anualmente se fija un *peaje por conexión* que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión con el fin de cubrir sus costos de

inversión, operación y mantenimiento. Las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad son obtenidas añadiendo a los precios en barra el *Valor Agregado de Distribución (VAD)*, que incorpora los costos de facturación al usuario, las pérdidas físicas y comerciales y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

- La misión de la CTE es lograr una regulación del sistema de precios que permita reflejar tanto en el corto como en el mediano plazo:
 - ✓ La eficiencia en los costos del sector eléctrico, con una búsqueda del equilibrio entre la oferta y la demanda de la potencia y energía.
 - ✓ Un entorno apropiado para el desarrollo de los sistemas eléctricos en un mercado de competencia, con la fijación de señales apropiadas a la inversión y garantías a los clientes del servicio público de electricidad.
- Por esta razón, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) fue designada como una institución descentralizada, con autonomía económica, técnica, funcional y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo con los criterios establecidos en las secciones anteriores.

II. Resultados del proceso de privatización en el sector eléctrico

- Hasta el momento la privatización de las empresas del sector eléctrico ha significado ingresos para el Estado por US\$1 735 millones. Ello refleja un avance en el proceso de transferencia de las empresas del sector del orden del 60%. La inversión comprometida en el proceso de privatización del sector es de US\$379,7 millones.
- El panorama de promoción de la inversión privada en el sector eléctrico que se ha descrito está sustentado en la presencia de un marco regulatorio que ofrece al inversionista garantías básicas para operar sus actividades. Las características del sistema tarifario del sector eléctrico peruano que han sido analizadas en el capítulo I ofrecen lo que se denomina *garantías tarifarias* para la inversión y también para los usuarios finales. Estas garantías constituyen señales económicas que permiten a los operadores y clientes finales tomar racionalmente sus decisiones de oferta y demanda. Entre éstas destacan:
 - ✓ Reconocimiento del costo económico de eficiencia.
 - ✓ Fijación de tarifas basada en costos marginales de suministro.
 - ✓ Promoción de la competencia.
 - ✓ Estabilidad contractual.
- Bajo un marco regulatorio estable y un esquema tarifario que ofrece garantías a la inversión, las empresas concesionarias dentro del sector eléctrico han experimentado, en general, una favorable evolución en relación a sus indicadores económicos y financieros.
- Un análisis de los estados financieros de las empresas del sector eléctrico al 30 de setiembre de 1997¹ indica que el SICN concentra más del 86% de los activos totales, así como el 87,4% del

total de ingresos. Por actividad, las empresas generadoras tienen la mayor participación sobre los activos con el 66.6%, mientras que a las distribuidoras y las transmisoras les corresponde el 26,2% y el 7,2%, respectivamente.

- En lo que respecta a los ingresos, son las empresas distribuidoras las que representan el 53,6% de los ingresos totales del sector, en tanto que las generadoras y transmisoras tienen el 42,8% y 3,6%, respectivamente. Las empresas distribuidoras muestran también mayores gastos, de modo que sus utilidades netas son menores que las que alcanzaron los otros dos tipos de empresas.
- La dinámica de las operaciones de estas empresas y la ejecución de nuevos proyectos de inversión serán factores que influirán en la valorización de las empresas en el futuro. En este sentido, a continuación se presenta un resumen de las proyecciones de los indicadores económicos y financieros de las principales empresas privatizadas.
- Para el caso de *Luz del Sur*², una simulación del estado de ganancias y pérdidas para un escenario base que no contempla variación en el Valor Agregado de Distribución (VAD) muestra que la empresa alcanzaría el margen operativo de 1996 hacia finales del año 2001, con una sostenida tendencia creciente de largo plazo en este período.
- *Edelnor* también muestra una recuperación en los márgenes operativos desde 1994. A mediados de 1997 el margen operativo

1/ Este análisis está basado en el documento *Consolidación y Análisis de la Información Económica y Financiera de las Empresas de Electricidad: Año 1997*. Tercer Informe: Resultados al 30 de setiembre de 1997, elaborado por Macroconsult S.A. en enero de 1998.

2/ Para el caso de las empresas de distribución, las proyecciones han sido tomadas del documento *Análisis de la Rentabilidad de Edelnor y Luz del Sur*, elaborado por Macroconsult S.A. en setiembre de 1997.

de la empresa llegó a 12,6%. La simulación del estado de ganancias y pérdidas bajo diferentes escenarios de comportamiento del VAD muestra que en todos los casos existiría una tendencia creciente en el margen operativo durante los próximos cuatro años. Según el escenario base de un VAD sin variaciones, la empresa lograría recuperar el nivel de dicho margen de 1996 hacia mediados del año 2001.

- En el caso de *Edegel*³, las ventas tendrían un crecimiento promedio anual de 7,3% en el período 1997-2001, año en el que experimentaría un fuerte crecimiento con la incorporación de las nuevas plantas de generación. Algunas estimaciones indican que el margen bruto seguirá una tendencia creciente en los próximos años, mientras que el margen operativo promedio anual podrá llegar a ser del orden del 58% en el período 1997-2001.

III. Evolución de las tarifas eléctricas y comparación internacional

- Durante varios años, las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que llegaron a representar en 1989 más del 150% de sus ingresos, alcanzando los US\$226 millones ese año. Ello afectó también su generación interna de recursos expresada como la diferencia entre sus ingresos y gastos operativos, sin considerar las provisiones. De esta forma, las tarifas eléctricas eran utilizadas como el instrumento que, a través de sucesivos aumentos, buscaba corregir los desequilibrios financieros de las empresas del sector.

3 / Este análisis ha sido extraído de un documento preparado por Prisma SAB en junio de 1997, sobre las perspectivas del sector eléctrico.

- Desde 1994 las tarifas eléctricas han mostrado un comportamiento acorde con la búsqueda de eficiencia. El precio promedio de la electricidad ha mantenido un comportamiento estable desde que se aplicara la nueva estructura tarifaria y ha registrado una ligera tendencia a la baja. Asimismo, su tendencia de crecimiento ha sido inferior a la inflación en prácticamente todo el período, aunque en el caso de la denominada “tarifa residencial” (BT5) ello ha comenzado a ser evidente a partir de setiembre de 1996.
- En relación a los ingresos de la población -medidos por la remuneración mínima vital-, las tarifas eléctricas han crecido a menor ritmo, particularmente a partir de setiembre de 1996. En este sentido, cabe señalar que entre enero y setiembre de 1997 la tarifa máxima residencial se redujo en cerca de 4%, lo que contribuyó a una disminución del precio medio para ese tipo de consumo.
- El modelo tarifario peruano ha sido comparado en más de una oportunidad con diversos modelos de Latinoamérica y de otros países del mundo con los cuales tiene algunas similitudes. Por ello, es posible realizar un ejercicio de comparación de los pliegos tarifarios utilizados en cada país, de tal forma que, para iguales niveles de consumo de energía y potencia, en horas punta y fuera de punta, se obtengan los precios medios en cada mercado. Los países seleccionados fueron Colombia (Bogotá y Medellín), Chile (Santiago, Concepción y Valparaíso), Argentina (Buenos Aires), México y Canadá (Toronto y York), cuyas tarifas fueron comparadas con las vigentes en la zona sur de Lima.
- En el caso de clientes con una demanda máxima menor a 500 KW, el precio medio regulado de la electricidad en Lima es de una magnitud similar a los precios registrados en otras ciudades sudamericanas como Santiago (subterráneo), Concepción (subterráneo) y Valparaíso (aéreo). Asimismo, el precio medio en Lima

para clientes “industriales” resulta comparativamente más reducido que los que se aplican en Argentina, México, Colombia y Canadá.

- Un segundo ejercicio realizado con tarifas a nivel residencial en las ciudades antes mencionadas indica que el precio medio en Lima, sin considerar los impuestos, resulta ser el más elevado de todas las ciudades seleccionadas. Sin embargo, al tomar en cuenta los impuestos sobre las ventas que son aplicados en cada país, se observa que Lima llega a estar a la par con ciudades como Toronto, y por debajo de Buenos Aires.
- El sistema tarifario peruano cumple adecuadamente con los principios de neutralidad, equidad y eficacia. Después del peruano, el sistema tarifario chileno es el segundo que cumple con los criterios mencionados, aunque en este caso la diferenciación horaria se realiza sólo para la potencia, lo que lo hace algo menos equitativo. Argentina tiene un sistema que no es neutral, pues no contempla la posibilidad de elección del cliente entre opciones tarifarias. La estructura tarifaria en México y Canadá es, además de no neutral, poco equitativa. Finalmente, Colombia es la que muestra deficiencias en su estructura tarifaria para todos los criterios, en la medida que contienen un esquema de subsidios cruzados que son poco equitativos e ineficaces.

IV. Opciones tarifarias

- Con el objetivo de que los clientes finales minimicen su factura de acuerdo con el tipo de consumo que demandan al sistema y ante la imposibilidad de medir exactamente los componentes de potencia y energía de los usuarios, el marco regulatorio del sector eléctrico ha contemplado el establecimiento de opciones tarifarias sobre la base de la forma de medición o contrata-

ción de la potencia demandada -dentro de punta o fuera de punta- para cada nivel de tensión (MT y BT en los sistemas de distribución). Actualmente existen ocho opciones tarifarias -tres en MT y cinco en BT- las cuales son de libre elección para los clientes.

- Debido a que los costos por energía y por potencia son diferentes dependiendo de su hora de demanda, el sistema de medición más exacto es aquel que es capaz de diferenciar el pago por consumo de energía y por potencia en horas fuera de punta y dentro de punta. Las opciones tarifarias que miden estas cuatro variables están representadas por las opciones denominadas BT2 para el caso de baja tensión y MT2 para el caso de media tensión. Ellas son capaces de distinguir la diferencia en costos y tarifas que ambos horarios implican.
- Para el caso de opciones tarifarias distintas a las BT2 y MT2, si bien las empresas pueden tener consumos de energía y requerimientos de potencia en ambos horarios, ellos se encuentran segmentados hacia uno de los horarios. De esta manera, en todos aquellos casos en que la opción tarifaria no distingue entre horarios fuera de punta y dentro de punta, las empresas de distribución asignan un precio promedio en función de esta segmentación.
- La opción MT3 permite facturar energía en punta y fuera de punta y la potencia bajo calificación del cliente, donde el cargo por potencia corresponde a un costo promedio del uso de la potencia en los períodos de punta y fuera de punta.
- En el caso de la opción MT4, se factura la energía total del mes y se distingue entre la potencia en punta y fuera de punta bajo calificación, utilizando el mismo criterio de calificación que en la opción MT3.

- Para la selección de una opción tarifaria, en primer lugar es necesario conocer las demandas de potencia y energía del cliente, así como su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta. Ello es posible gracias a la Curva de Carga Típica con que cuenta cada cliente. De ella se puede obtener la estadística de consumo de potencia (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual.

V. Costos y calidad del servicio de electricidad

- El marco regulatorio del sector eléctrico establece las condiciones bajo las cuales se presta el servicio de electricidad. Ellas son parte importante del esquema de fijación tarifaria, en la medida que la calidad del servicio prestado a los usuarios finales depende no sólo de la gestión comercial de los operadores, sino también de las inversiones que éstos realicen en la mejora de los suministros e instalaciones en general.
- La prestación del servicio público de electricidad está garantizada para todo usuario que lo solicite, debiendo cumplir con los requisitos y pagos establecidos por la ley y de acuerdo con las condiciones técnicas que rijan en su zona de concesión.
- La Ley de Concesiones Eléctricas garantiza a los usuarios una compensación por los costos de interrupción del suministro de energía eléctrica bajo ciertas consideraciones. El marco regulatorio también establece compensaciones por errores en la facturación por prestación del servicio de electricidad.
- Cuando los usuarios consideren que el servicio público de electricidad que reciben no cumple con los estándares de calidad previstos, podrán presentar sus reclamos a la empresa concesionaria.

- Uno de los procedimientos llevados a cabo por las empresas de distribución eléctrica con el objetivo de mejorar la calidad de prestación del servicio público de electricidad ha sido el reemplazo de las redes subterráneas existentes por redes aéreas. No obstante, ambas alternativas son técnicamente factibles, pues con ellas se pueden obtener similares niveles de calidad en el suministro de electricidad. El Código Eléctrico Nacional y los códigos internacionales admiten el uso de ambos tipos de red.
- De realizarse la sustitución de redes, ésta debe efectuarse considerando las normas de distancias mínimas y condiciones de seguridad. A nivel internacional, la experiencia muestra que muchos países -desarrollados y en vías de desarrollo- emplean redes aéreas.

Introducción

Las reformas económicas aplicadas en el Perú en la década de los 90 se han orientado a liberalizar, desregular y privatizar la economía sobre la base de la creación de un nuevo marco normativo e institucional para promover la competencia y la inversión privada nacional y extranjera, y la privatización de las actividades del Estado para otorgar al mercado un papel central en la asignación de los recursos y redefinir la relación entre los sectores público y privado, con el fin de elevar la eficiencia.

Dichas reformas establecieron las condiciones para modificar el papel del Estado en el marco de una economía abierta y competitiva, por el cual éste se transforma de *empresario* a *regulador*.

Para cumplir dicha función es fundamental el papel de los organismos reguladores creados para supervisar la operación de las empresas privadas, especialmente las prestadoras de servicios públicos y las que operan en sectores que usan intensivamente recursos naturales no renovables o afectan de forma significativa el medio ambiente.

Si bien el diseño de un adecuado marco regulatorio es un factor *necesario* para el correcto desempeño de las actividades de servicios públicos privatizados, la correcta implementación y administración de dicho marco normativo es igualmente importante.

Esta tarea suele estar a cargo de una o varias agencias gubernamentales dedicadas a la regulación y supervisión de la inversión privada. Estas entidades asumen la tarea de interpretar e implementar las disposiciones del marco regulatorio, con miras a alcanzar un óptimo balance entre los intereses del gobierno, los inversionistas privados y los usuarios de sus servicios.

En este sentido, la regulación en el Perú se presenta como un papel novedoso para el Estado peruano. Antes de iniciado el proceso de privatización de la economía peruana, no existió en el país realmente una tradición reguladora de las actividades que ahora han pasado a manos del sector privado. Entonces, el Estado desempeñaba, simultáneamente, las funciones de producción y de regulación. Un rasgo distintivo del nuevo esquema económico consiste en la separación de ambas tareas, en donde el Estado asume activamente el papel regulador, y el sector privado se encarga de la función productiva.

De este modo, una de las reformas centrales es la que pretende redefinir el papel del Estado en la economía, mediante un conjunto de medidas que buscan establecer un sistema en el cual la asignación de recursos sea decidida por el mercado y en donde se promueva la participación del sector privado en una serie de actividades que antes estaban reservadas para el sector público.

I.
**Regulación y sistema tarifario
en el sector eléctrico**

1.1. Alcances de la regulación

¿Por qué regular?

La intervención del Estado en la economía se realiza de diferentes maneras y en distinto grado. Dos consideraciones centrales justifican el papel del Estado en las actividades económicas. En primer lugar, la *equidad* puede propiciar la intervención del Estado y lo hace en la medida que tiene ventajas excepcionales para tratar de abordar los problemas de desigualdad en la distribución del ingreso e inseguridad de los ciudadanos vulnerables que no cuentan con un nivel de vida aceptable.

Pero, en segundo lugar, tradicionalmente el Estado ha intervenido en aquellas actividades donde se reconoce marcadamente la presencia de las denominadas *fallas de mercado*, es decir, aquellas circunstancias que impiden que una economía de mercado asigne los recursos con eficacia. La existencia de bienes públicos, de externalidades, información imperfecta o asimétrica y monopolios naturales forman parte de las fallas que se presentan en el mercado. En este sentido, el Estado busca seleccionar la mejor entre las posibles intervenciones, las cuales pueden darse en colaboración con los mercados y la sociedad civil.

En relación a este último caso, el replanteamiento del papel del Estado le ha significado ensayar instrumentos alternativos, nuevos o ya existentes que puedan acrecentar la eficacia del sector público.

Uno de esos instrumentos ha sido hallado en la regulación. De acuerdo con el Banco Mundial, en la mayoría de las economías modernas la función reguladora del Estado es en la actualidad más amplia y compleja que nunca, abarcando campos como el medio ambiente y el sector financiero, además de otros más tradicionales como los monopolios. En esta tarea, las reglamentaciones tienen que adecuarse a la capacidad de los organismos reguladores públicos y a la complejidad de los mercados para que la regulación sea realmente efectiva.

La regulación de los servicios públicos

Regular servicios públicos que operan en condiciones de monopolio natural es una tarea compleja. La característica principal de los monopolios naturales es que, dada la coexistencia de altos costos irreversibles y una demanda relativamente pequeña, lo eficiente es que se genere un espacio geográfico o de mercado para un solo productor.

En industrias en que existen economías de escala significativas en todo el rango de producción relevante para el mercado en cuestión, es eficiente que se genere una estructura de mercado con un solo oferente que aproveche estos rendimientos crecientes a escala. Tradicionalmente se ha argumentado que en estos casos existiría un potencial de abuso de posición monopólica por parte de la única empresa que opera en el mercado, lo cual justifica la intervención del Estado para garantizar el bienestar de los consumidores.

Muchas industrias poseen un componente de costo hundido y, por lo tanto, es factible la existencia de monopolios naturales que requieren algún tipo de control por parte del Estado. El grado de monopolio natural será más elevado mientras mayores sean las economías de escala, mayor sea la relación entre el tamaño óptimo

de planta y el tamaño del mercado, más inelástica la demanda y mayor el componente de costo hundido de la inversión.

La cuestión es, entonces, cómo lograr que los monopolios naturales puedan ser operados eficientemente sin que se deteriore la calidad del servicio o que se generen precios que impliquen un abuso de su posición monopólica. Una solución tradicional a este problema ha sido el *Estado empresario*. Pero una alternativa es el *Estado regulador*. La regulación de los servicios públicos tiene tres objetivos importantes: proteger a los consumidores del abuso de la posición de dominio que pueden ejercer las empresas que actúan con un significativo poder en el mercado, promover la inversión protegiendo a los inversionistas de una acción arbitraria del gobierno y promover la eficiencia económica.

De esta manera, a medida que se han liberalizado las economías, los gobiernos se han dado cuenta de que las reformas del mercado y la rápida evolución de la tecnología plantean sus propios problemas normativos e impulsan al Estado a adoptar estrategias reguladoras que estén en consonancia no sólo con las nuevas exigencias de la economía y la sociedad sino también, y sobre todo, con la capacidad institucional de los países.

El enfoque de regulación en el Perú

Desde inicios de los años noventa, la economía peruana ingresó a un proceso de establecimiento de nuevas relaciones entre los sectores público y privado, mediante la aplicación de un conjunto de reformas para permitir, por un lado, la reformulación del papel del sector público que le posibilite cumplir con eficiencia aquellas funciones en la cuales su actuación es irremplazable y, por otro lado, crear las condiciones propicias para un mayor desarrollo del sector privado dentro de un contexto más competitivo.

Dentro de este esquema, al sector privado le compete la función de producir con eficiencia los bienes y servicios demandados por la población, dentro del marco de un proceso de ajuste a un nuevo conjunto de reglas, basando su éxito en una creciente capacidad de interactuar en mercados competitivos. A su vez, al Estado le corresponde, entre otras funciones, desarrollar las acciones necesarias para que el mercado pueda operar satisfactoriamente, las cuales se cumplen mediante la acción reguladora de los mercados.

Una condición para que ello sea posible ha sido que el Estado modifique gradualmente la naturaleza de su intervención, desprendiéndose de las actividades productivas y concentrándose en la capacidad de establecer y aplicar reglas para el sistema económico que efectivamente promuevan el desarrollo fundamentado en principios de eficiencia y equidad.

En este sentido, la privatización de empresas estatales busca incrementar la eficiencia de la actividad empresarial en los diferentes mercados y juega un papel central en el proceso de restablecimiento de las funciones del Estado. Así, la privatización se convierte en un medio -y no un fin en sí mismo- para contribuir, junto con otras políticas, a reestructurar los papeles de los sectores público y privado y, de esta manera, aprovechar mejor las características institucionales de cada uno, con el objetivo de permitir que el Estado pueda cumplir un papel activo en áreas que son críticas para el desarrollo nacional y en las cuales el sector privado, por su propia naturaleza, no podría involucrarse.

La privatización es una política que no tiene que circunscribirse a las empresas estatales, sino que permite evaluar oportunidades para establecer sistemas que permitan la participación del sector privado en la construcción, financiamiento y provisión de la infraestructura nacional, servicios y obras públicas y de una serie de actividades tradicionalmente reservadas para el Estado, mediante esquemas

creativos que incorporen, en la medida de lo posible, sistemas competitivos e incentivos comerciales para los prestatarios y por los cuales el Estado no pierda la capacidad de regulación sobre estas actividades.

Un proceso en el cual se pretende que las principales decisiones se adopten en el mercado requiere, especialmente en el caso de aquellos sectores en donde con frecuencia se encuentran fallas del mercado, de un apropiado conjunto de reglas que guíen su operación. Por ejemplo, si bien es posible transferir la gestión de actividades que por su propia naturaleza ofrecen características monopólicas o donde los niveles de competencia previsibles son escasos, esto sólo será posible de concretar con éxito en la medida que se establezcan marcos regulatorios adecuados y organismos con capacidad y autonomía del poder político, para garantizar soluciones eficientes desde un punto de vista social. En estos casos se busca simular la competencia donde no se espera que ésta exista en el grado requerido al menos en el mediano plazo o de acuerdo a la tecnología existente.

Será importante diferenciar la función de los organismos del Estado encargados de diseñar las políticas -como el Congreso o los ministerios- de aquéllos encargados de garantizar su cumplimiento. Estos últimos requieren de salvaguardias que les permitan actuar con autonomía e independencia de criterio respecto de los intereses políticos. De este modo se contribuye a que entre el Estado y el mercado se establezca una relación armoniosa antes que antagonica.

I.2 Marco general de la regulación en el sector eléctrico peruano

En la organización de la industria eléctrica, la existencia de más de una empresa en la provisión del servicio es considerada económicamente eficiente en la actividad de generación. Sin embargo, ello no es posible en la transmisión y distribución. Estas actividades deben estar sujetas a regulación de precio con el fin de proteger al usuario del mercado regulado de prácticas monopólicas y para estimular la eficiencia económica.

El enfoque de regulación en el Perú no ha sido ajeno al sector eléctrico. El diseño del marco regulatorio peruano para el sector eléctrico está orientado al establecimiento de un contexto de libre competencia para las actividades de generación y a la regulación de la transmisión y distribución dentro del área de concesión asignada a cada uno de los operadores.

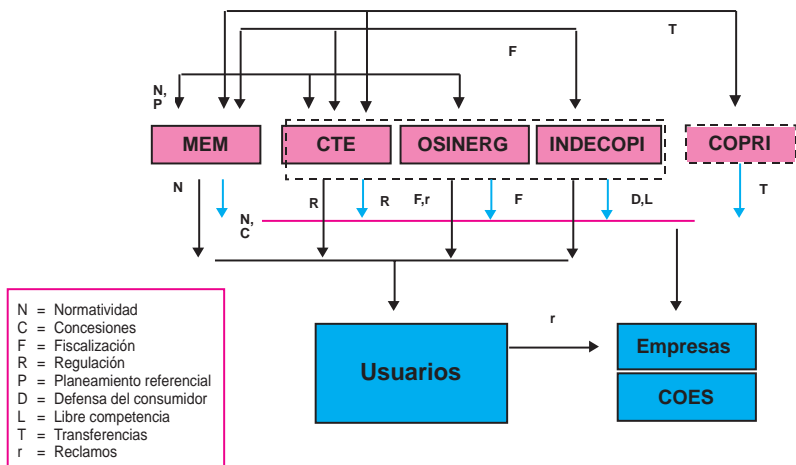
La concepción del nuevo marco normativo para el sector de energía eléctrica se produjo dos años antes de iniciarse las primeras privatizaciones en el sector. La promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, de noviembre de 1992 (Decreto Ley No. 25844), reglamentada posteriormente (Decreto Supremo No. 009-93-EM), se orientó hacia la creación de un marco regulador moderno para el sector en materias tan diversas como la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores. En diciembre de 1996, se introdujeron algunas modificaciones en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento a partir de la promulgación de la Ley No. 26734, que creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg).

Las instituciones que ejercen la regulación del sector eléctrico se agrupan en el denominado Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía, el cual está compuesto por las siguientes entidades:

- El *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg)*, entidad con autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera, perteneciente al MEM. Su misión es fiscalizar, a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades del sector eléctrico y de hidrocarburos.
- La *Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)*, institución descentralizada del MEM, con autonomía técnica, funcional, económica y administrativa, encargada de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, así como establecer las fórmulas tarifarias de electricidad aplicables a los clientes regulados.
- El *Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi)*, encargado de velar por la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la

Figura No. 1.1

Interrelaciones entre las instituciones del sector eléctrico



Fuente: CTE

competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y otras normas de su competencia, en los sectores de electricidad e hidrocarburos.

Además, la *Dirección General de Electricidad* (DGE) es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuyas funciones abarcan las políticas generales del sector, así como el ámbito normativo dentro del mismo.

I.3 La regulación tarifaria

Antecedentes

Hasta 1986, el sector eléctrico peruano contaba con un sistema tarifario basado en el concepto de costos contables. Adicionalmente, coexistía una diversidad de tarifas a usuarios finales distribuidas de acuerdo con la actividad desarrollada por el usuario de energía eléctrica. De esta forma, dicha actividad podía ser clasificada en industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario.

La compra y venta de energía eléctrica entre las empresas que conformaban el servicio público de electricidad no se efectuaba mediante un mecanismo de precio, sino a través de un sistema de compensación económica denominado Fondo de Compensación de Generación, cuyo objetivo era compensar las diferencias de costos de generación y transmisión mostradas por las empresas de electricidad, producidas a raíz de las diferentes fuentes energéticas, escalas de producción y estructuras de mercado en las que operaban las empresas del sector.

Las distorsiones en materia de eficiencia y en la asignación de recursos dentro del sector eléctrico que habían sido introducidas por este

sistema tarifario fueron tratadas de corregir en 1986, cuando la CTE propuso al MEM la denominada “*Nueva Tarifa de Energía Eléctrica*”, la que trataba de determinar niveles tarifarios que cubran el mínimo costo medio de producción de energía eléctrica para el servicio público, con una estructura horario-estacional basada en costos marginales, con el fin de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional. No obstante, este esquema no fue aplicado.

El modelo tarifario actual

La Ley de Concesiones Eléctricas peruana se basa en la experiencia recogida en otros países, como Chile, Argentina y Reino Unido, donde la oferta de electricidad es separada en tres actividades claramente distinguibles: generación, transmisión y distribución. Este esquema se orienta a establecer un contexto de libre competencia para las actividades de generación, y a regular la transmisión y distribución para reducir los posibles abusos derivados de la posición de dominio que cada distribuidor tiene dentro de su área de concesión. En tal sentido, el nuevo marco permite que cualquiera de estas actividades pueda ser desarrollada por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, sin ninguna discriminación, de acuerdo con el sistema de concesiones y autorizaciones establecido por el MEM.

Uno de los elementos más importantes dentro de este marco regulatorio fue el diseño de una regulación tarifaria, cuyo objetivo principal es promover la eficiencia en las operaciones dentro del sector.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, las siguientes actividades están sujetas a regulación de precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.
- Las ventas de generadores a distribuidores destinadas al servicio público de electricidad.
- Las ventas a clientes del servicio público de electricidad.

Recuadro No. 1.1

Algunas definiciones relevantes para la regulación tarifaria

Barra:	Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
Bloques horarios:	Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.
Potencia firme:	Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad. En cada COES la suma de la potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado. □

Fuente: Ley de Concesiones Eléctricas

El modelo de tarifas establecido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas establece los precios máximos de generación, transmisión y distribución de electricidad para los clientes regulados, dejando de lado la estructura de tarifas por sectores de consumo. Para las ventas de energía eléctrica de un generador a un concesionario de distribución, semestralmente se fijan los *precios en barra*, a partir de un precio básico sobre el que se aplica un factor de penalización por las pérdidas de energía ocurridas en la transmisión.

Los precios en barra fijados no pueden diferir en más del 10% del promedio de las tarifas establecidas por contratación libre del sistema.

En adición, anualmente se fija un *peaje por conexión* que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión con el fin de cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento. Las tarifas para los usuarios finales del servicio de electricidad son obtenidas añadiendo a los precios en barra el *Valor Agregado de Distribución (VAD)*, que incorpora los costos de facturación al usuario, las pérdidas físicas y comerciales y los costos de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

Dentro del esquema tarifario vigente se establecen mecanismos para promover la eficiencia a través de un sistema en el que las ineficiencias del prestador no deben ser trasladadas a los usuarios finales del servicio. Luego, el modelo utilizado se basa en los costos de empresas eficientes, pero reconoce temporalmente determinados márgenes de ineficiencia derivados no sólo de las pérdidas de energía por problemas técnicos, sino también de las pérdidas asociadas a deficiencias como el deterioro de medidores, conexiones clandestinas, etc. Al respecto, se ha establecido un plazo máximo de doce años para que las empresas de distribución reduzcan sus pérdidas, debiendo alcanzarse una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales en los primeros cuatro años de fijación de las tarifas de distribución.

Un aspecto importante que ha sido incorporado en la nueva política tarifaria se refiere a las opciones tarifarias. Los usuarios finales tienen la posibilidad de elegir entre distintas opciones tarifarias que les permiten obtener menores facturaciones por su consumo de electricidad, en función de los sistemas de medición disponibles y los costos diferenciados de electricidad en los períodos “punta” y

fuera de dicho período. No obstante, para acceder a las diferentes opciones tarifarias -cuya vigencia es de un año-, el usuario debe asumir el costo del nuevo equipo de medición, el que podrá ser recuperado en un período de 1 a 12 meses con los ahorros generados por la menor facturación. Un mayor análisis sobre este aspecto será presentado en el capítulo III.

Otro aspecto importante desde el punto de vista de la eficiencia es la flexibilidad del marco regulatorio en cuanto a la incorporación de cambios tecnológicos, debido a que la política de tarifas está diseñada para que el inversionista recupere su inversión al establecer un retorno a la inversión fija en el sector eléctrico del 12% anual y al incorporar el costo de renovar las obras y bienes físicos (*valor nuevo de reemplazo*) destinados a la prestación del mismo servicio, como parte del costo de inversión en las actividades de transmisión y distribución. Finalmente, el esquema tarifario considera algunos factores para el reajuste de las tarifas máximas para cada actividad -generación, transmisión y distribución-, tales como el índice de precios al por mayor, el promedio general de sueldos, los precios de los combustibles, los derechos arancelarios, el precio internacional del cobre y/o aluminio y el tipo de cambio.

Los costos de generación

Las actividades de generación se desarrollan en un mercado de libre competencia, es decir, cualquier entidad puede instalar equipos de generación de electricidad de acuerdo con el marco normativo. Sin embargo, en el caso de explotar recursos hidráulicos o geotérmicos para centrales mayores a los 10 MW, el operador requiere de una concesión del MEM.

Para garantizar la seguridad del servicio, el marco legal dispuso la formación de los COES en cada sistema interconectado como los

Recuadro No. 1.2

Modelos de optimización

La obtención de los costos de generación y precios básicos de energía y potencia se deriva de la aplicación de modelos de optimización que simulan la operación económica del parque generador y para determinar la potencia firme. Cada modelo fue utilizado en cada uno de los sistemas interconectados por el COES para efectuar la planificación de la operación a mediano y corto plazo.

Para el cálculo de los costos de generación se utilizan modelos de optimización de la operación para los dos sistemas interconectados del país: el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS).

En caso del modelo utilizado para el SICN, lo que se busca es determinar las decisiones óptimas de operación del modelo de gestión seleccionado, es decir, aquellas que en cada etapa minimizan los costos totales actualizados de operación y falla del sistema a partir de las cuales se determinan los costos marginales de energía del sistema, considerando escenarios hidrológicos aleatorios. Para obtener tales costos marginales, es importante considerar que la operación de un embalse con fines de generación eléctrica plantea el problema de una decisión óptima entre un consumo presente del agua versus su empleo futuro, de tal forma que se minimice el costo actualizado de operación y falla del sistema eléctrico. De esta forma, la operación del embalse resulta óptima si al realizar una pequeña extracción de agua del embalse, la disminución del costo instantáneo es igual al mayor costo futuro de operación del sistema. En el caso del SIS, el modelo utilizado permite optimizar la operación de un sistema eléctrico interconectado, considerando demandas y unidades generadoras en tres nudos, y las pérdidas y limitaciones de flujo en el sistema de transmisión que los unen. Además, se calculan los costos totales de generación en cada uno de los nudos considerados, así como los flujos en las líneas de transmisión. Una vez optimizado el sistema se obtienen los valores de generación, transmisión y falla. □

Fuente: CTE

organismos que agrupan a las centrales de generación y sistemas de transmisión, con la finalidad de coordinar la transferencia de energía entre sus miembros al mínimo costo. Los COES buscan otorgar garantías suficientes para la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y promueven un entorno de libre competencia entre generadores. Los COES están integrados por las empresas generadoras y por la empresa del sistema de transmisión principal respectivo.

La primera etapa contemplada para la obtención de las tarifas del servicio público de electricidad se refiere a la obtención de los costos de generación. Para ello es necesario determinar los precios básicos de la energía y potencia, sobre la base del costo marginal de corto plazo (CMgCP) de proveer energía y potencia de punta.

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

Determinados estos precios básicos deben ser comparados con los precios libres vigentes de tal forma que no difieran en más de 10% de estos últimos.

Costos de transmisión y tarifa en barra

Las actividades de transmisión requieren de una concesión cuando las instalaciones afecten bienes del Estado. Sin embargo, para garan-

tizar un mercado de competencia en los sistemas eléctricos interconectados, el marco normativo dispone el libre uso de las instalaciones de transmisión de parte de los generadores, mediante el pago de compensaciones correspondientes a dichas instalaciones.

En ese sentido, el siguiente paso para el cálculo de las tarifas eléctricas es determinar los costos del sistema de transmisión, los cuales incorporan dos elementos. El primero es el *costo marginal de transmisión* correspondiente al costo de las pérdidas marginales de energía y potencia, y medido como factores de pérdidas de energía y potencia en la transmisión.

El segundo elemento es la *compensación o peaje* que los generadores deben abonar mensualmente a los propietarios de los sistemas de transmisión. Para su determinación, el sistema de transmisión es dividido en un sistema principal y sistemas secundarios. En el caso del sistema principal, el peaje es calculado como la diferencia entre el costo total de transmisión -anualidad del costo de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión- y el ingreso tarifario -lo que le resta al propietario del sistema luego de realizar retiros de energía y potencia valorizados a precios en barra-. Para los sistemas secundarios que conectan una o más centrales generadoras al sistema principal, los peajes se calculan caso a caso.

De esta manera, el resultado de multiplicar los factores de pérdida de energía por los precios básicos calculados a partir de los costos de generación y de agregar el peaje de transmisión para el sistema principal, es la *tarifa en barra* para energía y potencia, respectivamente. El peaje para los sistemas secundarios no se incorpora explícitamente en los precios en barra por cuanto si un generador suministra energía eléctrica en las barras ubicadas en dicho sistema o utiliza las instalaciones de un concesionario de distribución, deberá acordar con sus propietarios las compensaciones por el uso de dicha energía.

Valor Agregado de Distribución (VAD) y tarifas a clientes finales

La actividad de distribución está conformada por los sistemas de media y baja tensión necesarios para distribuir la energía comprada a los generadores desde el mercado mayorista hacia los consumidores o usuarios finales.

Una actividad de distribución debe ser desarrollada por un operador bajo concesión, cuando la potencia instalada sea mayor a los 500 KW. En este caso, los concesionarios están obligados a dar el servicio a quien lo solicite dentro de su área de concesión o bien a aquellos que accedan a dicha área con sus propias líneas, adoptando el carácter de servicio público. El servicio público de electricidad constituye el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta un límite de potencia equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución (con un tope de 1 000 KW).

Por otro lado, con el fin de abastecer a sus clientes finales, las empresas distribuidoras están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo.

A nivel del sistema tarifario, los costos de distribución se reflejan en el VAD. Para obtenerlo es necesario identificar primero los sectores típicos de distribución, es decir, las instalaciones de distribución con características técnicas similares dentro de un área geográfica.

Luego, para cada uno de dichos sectores se obtiene el VAD, el cual está conformado por tres componentes:

- Los costos asociados al usuario, es decir, los costos unitarios de facturación y cobranza.

Recuadro No. 1.3

Costos y rentabilidad: El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no puede ser superior a la tasa de actualización de 12% establecida por la ley.
- Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas.
- Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para fijar el VNR los concesionarios deben proporcionar información sustentatoria, pudiendo la CTE rechazar la incorporación de bienes innecesarios.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas y para efectos de las concesiones de distribución, el concepto de VNR se utiliza en dos contextos. En primer lugar, el VNR se usa para establecer el VAD en el contexto de un modelo de empresa eficiente, para cada sector de distribución típico. En segundo lugar, el concepto de VNR se emplea para determinar la tasa interna de retorno para grupos de concesionarios, ahí donde se requiera realizar una corrección en los VAD. Así, una vez determinados los VAD sobre la base de un modelo de empresa eficiente, debe verificarse que la tasa interna de retorno obtenida no varíe en más o menos cuatro puntos porcentuales con respecto a la tasa anual de actualización de 12% real. Si es así, se debe proceder a realizar un ajuste en los VAD determinados inicialmente con el fin de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

De esta forma, fijar el VNR supone realizar un análisis crítico de las instalaciones actuales, buscando el mínimo costo total que permita prestar el mismo servicio con la tecnología más económica. Los costos unitarios considerados para el cálculo de las inversiones son costos de mercado internacional alcanzables por las empresas distribuidoras en el país, dado el marco institucional y legal para los procesos de importación de insumos

(sigue en la pág. 48)

(viene de la pág. 47)

y equipos que las empresas requieran para la operación y mantenimiento de las empresas de distribución.

La valuación de activos a valor de reemplazo para efectos de la determinación de las tasas internas de retorno sobre la inversión es un criterio utilizado frecuentemente en la regulación tarifaria. El punto de partida de este criterio es que el mercado no valoriza los activos a su costo histórico sino al valor presente de obtener el mismo servicio provisto por el antiguo activo. Este criterio es distinto del de valuación a costo de reproducción, lo que permite que el regulador replique el razonamiento de un operador racional al reemplazar los activos actualmente dedicados a la prestación del servicio. □

Fuente: CTE

- Las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, las cuales comprenden las pérdidas físicas y comerciales.
- Los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución.

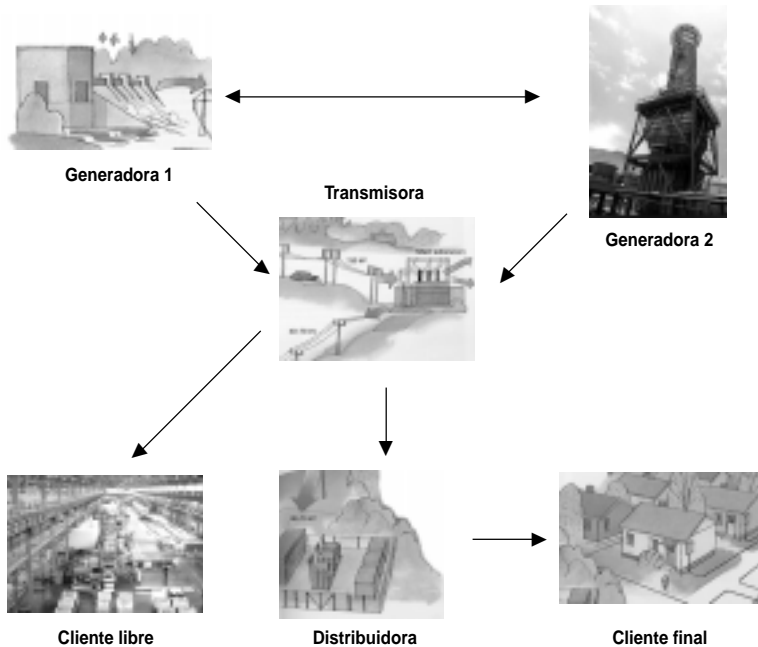
Los costos de inversión son calculados como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado, considerando su vida útil y la tasa anual de actualización de 12% real.

Obtenido el VAD, éste es adicionado a los precios en barra antes determinados para establecer las tarifas a usuarios finales, de tal forma que el precio aplicable al suministro represente el costo de los recursos empleados en la generación, transmisión y distribución de electricidad.

Cabe señalar que dentro de las actividades de distribución de energía eléctrica, la ley distingue dos tipos de usuarios de acuerdo con su demanda de energía. Para los *clientes libres* -con una demanda superior a los 1 000 KW- las tarifas y condiciones de prestación del servicio son acordadas entre el cliente y el distribuidor. En el caso de *clientes regulados*, los precios cobrados no pueden exceder la tarifa máxima fijada.

Figura No.1.2

Funcionamiento del mercado eléctrico



Fuente: CTE

Marco conceptual del modelo tarifario actual

Un sistema tarifario debe reunir cuatro criterios fundamentales:

- ✓ *Eficiencia económica*, en la medida que los precios deben constituir una señal para la correcta asignación de los recursos.
- ✓ *Equidad*, lo que implica la no discriminación de precios según el destino de la electricidad, es decir, los precios deben ser los mismos para todos los clientes con características similares de consumo.

- ✓ *Suficiencia*, es decir, proveer a la empresa de los recursos necesarios para una explotación y desarrollo eficiente de las instalaciones.
- ✓ *Inteligibilidad*, entendida como que las tarifas deben ser suficientemente simples de comprender por parte de los usuarios y fáciles de controlar por parte de las autoridades reguladoras.

Sobre la base de estos criterios y tomando en cuenta que dentro del sector eléctrico algunas actividades se desarrollan en un entorno competitivo y otras en condiciones de monopolio natural, la fijación de las tarifas puede ser concebida de la siguiente forma:

Tarifas a nivel de generación

Tal como se describió anteriormente, la actividad de generación se desarrolla en un entorno de libre competencia, por lo que puede afirmarse que los ingresos obtenidos por la venta de energía (KW/h) -a un precio igual al costo marginal de producirla- y por la venta de la potencia máxima demandada por el sistema -a un precio igual al costo de desarrollo de la unidad más económica para abastecer la demanda de punta- permiten cubrir exactamente los costos totales -capital más operación- del sistema generado.

La fijación de tarifas planteada considera el uso del CMgCP, principalmente debido a que en un sistema económicamente adaptado (óptimo) el CMgLP iguala al CMgCP (ver recuadro No. 1.4). La fijación de tarifas a CMgCP es útil en la medida que las ventas de energía no respondan a contratos de largo plazo con precios preestablecidos, así como a fin de evitar discusiones en la determinación de tarifas, derivadas de la incorporación de costos de centrales futuras.

Sin embargo, la volatilidad del CMgCP puede ser una desventaja frente a lo cual pueden evaluarse alternativas para reducir el impacto financiero de su uso -efectuar ajuste entre oferta y demanda de

El sistema económicamente adaptado y el CMgCP

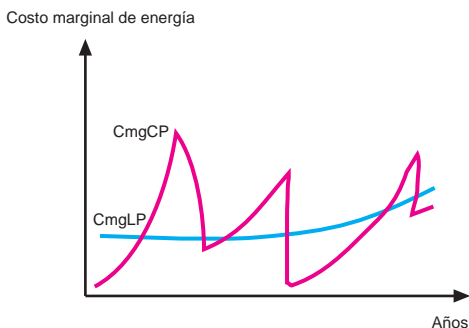
De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, de noviembre de 1992, el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Conceptualmente un sistema de esta naturaleza se define como aquél cuyo costo de inversión (tecnologías de producción y tamaños óptimos), operación y mantenimiento permite cubrir la demanda de la manera más económica. Luego dentro de un sistema económicamente adaptado se deben determinar el tipo y tamaño de las centrales eléctricas para que el conjunto satisfaga la demanda al menor costo.

En general, el desarrollo de un sistema está ligado al crecimiento de su demanda, por lo que la oferta debería incrementarse instantáneamente para satisfacer la demanda actual, sin tomar en cuenta las capacidades existentes. Sin embargo, el crecimiento de la demanda origina la inclusión de centrales con sobre o subcapacidad, debido a indivisibilidades en la oferta. Ello origina que el costo marginal del sistema fluctúe alrededor de un nivel estable denominado CMgLP. La figura No. 1.3 nos ilustra este aspecto.

(sigue en la pág. 52)

Figura No. 1.3



(viene de la pág. 51)

Por su parte, el CMgCP se refiere a aquél en el que se incurre sin incrementar la oferta, por lo que puede ser menor (sobrecapacidad) o mayor (subcapacidad) al CMgLP. Sin embargo, en el largo plazo el sistema tiende a adaptarse y ambos costos se igualan. La variación del CMgCP mostrada en la figura No. 1.2 se explica porque este costo varía en función del ingreso de nuevas plantas al sistema que no están inicialmente adaptadas. Así, al ingresar las plantas hidráulicas el CMgCP disminuye, mientras que aumenta con el ingreso de plantas térmicas. □

Fuente: CTE

generadores- y para establecer mecanismos compensatorios entre generadores cuando existan contratos de largo plazo.

Tarifas a nivel de transmisión

La actividad de transmisión se caracteriza por tener economía a escala debido a la existencia de costos fijos -valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.- y a los fuertes aumentos de la capacidad derivados de cambios en el voltaje. Ello implica que los costos promedio de largo plazo (CMeLP) son decrecientes con los niveles de producción y, por ende, los CMgLP son inferiores a los CMeLP. En estas condiciones, la fijación de tarifas de los servicios de transmisión a CMgLP obligaría al propietario a incurrir en pérdidas permanente. Por esta razón, se hace necesario cubrir la diferencia entre el CMeLP y el CMgLP mediante lo que se denomina un *peaje*. El pago de este *peaje* incentivaría al dueño del sistema de transmisión a comprar y vender energía a costo marginal en cualquier punto del sistema. El establecimiento de las tarifas de transmisión se basa en una compensación que cubre el costo total de transmisión, el cual se define como la suma de la anualidad de inversión de la línea (US\$/km-año) y el valor de las pérdidas de transmisión.

Tarifas a nivel de distribución

Al ser una actividad que opera en condiciones de monopolio natural, la fijación de tarifas de la distribución debe efectuarse a partir de los CMgLP de realizar esta actividad, debido a que los componentes de capital y mano de obra son relativamente rígidos en el corto plazo, lo cual genera una volatilidad del CMgCP. En este sentido, el CMgLP de distribución puede aproximarse por el CMeLP de una red adaptada -el mínimo costo total- para servir zonas de determinada densidad, en la medida que el costo total de largo plazo en la distribución -el costo total del capital a partir del valor de reposición más el costo de explotación para áreas de distribución de distinta potencia máxima- crece a un ritmo constante y homogéneo en el área desarrollada, por lo que las nuevas áreas tienen costos unitarios similares a las antiguas. Luego, los costos por considerar para fines de la fijación de tarifas en distribución corresponden a los costos medios económicos de las instalaciones de distribución adecuadamente dimensionadas y eficientemente operadas.

I.4. El rol de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE)

La misión de la CTE

La misión de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) es lograr una regulación del sistema de precios que permita reflejar tanto en el corto como en el mediano plazo:

- La eficiencia en los costos del sector eléctrico, con una búsqueda del equilibrio entre la oferta y la demanda de la potencia y energía.

- Un entorno apropiado para el desarrollo de los sistemas eléctricos en un marco de mercado y de competencia con la fijación de señales apropiadas a la inversión y garantías a los clientes del servicio público de electricidad.

Por esta razón, la CTE fue designada como una institución descentralizada del sector energía y minas, con autonomía económica, técnica, funcional y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica de acuerdo con los criterios establecidos en las secciones anteriores.

Para la CTE, la autonomía con la que cuenta constituye un elemento imprescindible para evitar interferencias y presiones que desnaturalicen el carácter técnico de las regulaciones de su competencia.

Entre los objetivos de la CTE se encuentran los siguientes:

- Regular las tarifas de venta de energía eléctrica, cuyos precios deben reflejar los costos marginales del suministro y estar estructurados de manera tal que promuevan la eficiencia en el sector.
- Actuar como última instancia administrativa en todos los asuntos que en materia de fijación tarifaria presenten las partes interesadas, así como actuar como dirimente en las discrepancias que pudieran suscitarse sobre la determinación de las compensaciones por el uso de los sistemas secundarios de transmisión y de las instalaciones de distribución.
- Imponer sanciones por incumplimiento de sus resoluciones.
- Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria.
- Difundir adecuadamente entre el público la información estadística y procesada, así como los estudios e investigaciones que sirvan para el mejor conocimiento y gerencia de las empresas del subsector electricidad.

Organización

La CTE cuenta con un Consejo Directivo cuyas decisiones se manifiestan a través de acuerdos y resoluciones que son de obligatorio cumplimiento para todos los niveles de operación de la institución. Dicho consejo está compuesto por cinco miembros, designados para un período de cinco años y elegidos a propuesta de las siguientes instituciones:

1. Ministerio de Energía y Minas.
2. Ministerio de Economía y Finanzas.
3. Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales.
4. Concesionarios de generación.
5. Concesionarios de distribución.

Además, la CTE está conformada por una Secretaría Ejecutiva integrada por profesionales altamente calificados y personal de apoyo eficiente. Como órgano administrativo encargado de dar apoyo técnico al Consejo Directivo, la Secretaría Ejecutiva está conformada por tres niveles, de acuerdo con lo que muestra el cuadro No. 1.1.

De acuerdo con esta organización, la CTE cuenta en la actualidad con un personal de 12 trabajadores, entre técnicos, especialistas y personal de apoyo.

Estructura y organización de la Secretaría Ejecutiva de la CTE

Nivel	División	Funciones
Nivel de dirección	Despacho del secretario	Responsable de la dirección general de la Secretaría y más alto nivel técnico y administrativo de la CTE. Le corresponde programar, dirigir, coordinar, supervisar y evaluar las actividades que se requieran para el cumplimiento de los objetivos.
Nivel de línea	División de generación y transmisión	Encargada de la ejecución y revisión de estudios técnicos para la determinación de las tarifas en barra, así como para otros asuntos relativos a su área.
	División de distribución	Encargada de la ejecución y revisión de estudios técnicos para la determinación del VAD y de las tarifas a usuarios finales del servicio público de electricidad, así como otros asuntos relativos a su área.
Nivel de apoyo	Oficina de administración	Encargada de ejecutar las labores propias de la gestión administrativa, en los aspectos de logística y personal, así como la gestión económica y financiera.

II.

Resultados del proceso de privatización en el sector eléctrico

II.1. Promoción de la inversión privada en las actividades del sector eléctrico

Hasta el momento la privatización de las empresas del sector eléctrico ha significado ingresos para el Estado por US\$1 735 millones. Ello refleja un avance en el proceso de transferencia de las empresas del sector del orden del 60%. La inversión comprometida en el proceso de privatización del sector es de US\$379,7 millones. Un panorama de las características del proceso de transferencia de empresas eléctricas al sector privado se muestra en el cuadro No. 2.1.

En este sentido, se espera que en los próximos cinco años la capacidad de generación del sistema eléctrico se incremente en cerca de 1 100 MW. El 32% del incremento corresponderá a compromisos de inversión establecidos en los contratos de privatización, mientras que el resto se vincula a concesiones otorgadas por el MEM. Esta cifra es similar a la inversión realizada en los últimos 15 años. Más del 50% de este incremento se explicará por energía generada a partir de la utilización de gas natural de los yacimientos de Aguaytía, Talara y Camisea. Entre los años 2000 y 2001 se ejecutará el proyecto más importante de ampliación de la capacidad de generación del sistema eléctrico peruano: la puesta en operación de la central térmica de Camisea, que pondrá a disposición del sistema eléctrico 600 MW adicionales de potencia. La inversión requerida para esta obra será del orden de los US\$600 millones, lo que se suma a los US\$2 700 millones que se invertirán en el proyecto integral de Camisea.

Cuadro No. 2.1

Indicadores de empresas privatizadas

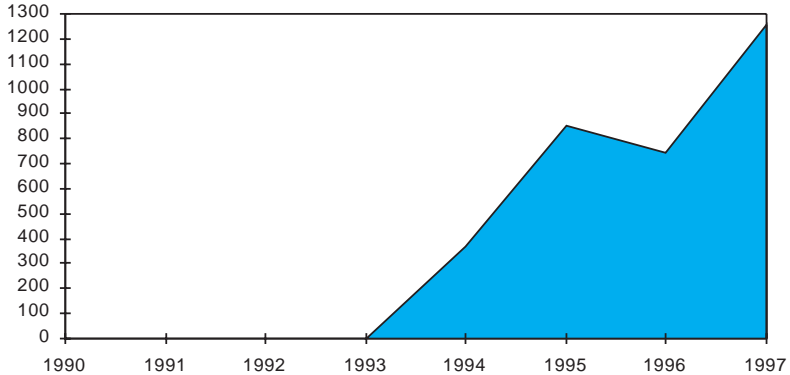
Año	Empresa	Consortio ganador	% de Partic.	Monto (US\$ mill)	Compromiso (MW)	Valor referencial (*)
1994						
12-jul-94	Edelnor	Inversiones Distrilima	60,00	176,49		294,15
12-jul-94	Edelsur	Ontario Quinta AVV	60,00	212,10		353,50
1995						
25-abr-95	Cahua	Sindicato Pesquero	60,00	41,80		69,67
17-oct-95	Edegel	Generandes Co.	60,00	524,40	100 MW	874,00
12-dic-95	Etevensa (1)	Consortio Generalima	60,00	120,10	280 MW	200,17
15-dic-95	Ede - Chancay	Inversiones Distrilima	60,00	10,40		17,33
1996						
25-jun-96	Egenor	Inversiones Dominion	60,00	228,20	100 MW	380,33
27-jun-96	Edecañete	Luz del Sur S.A.	100,00	8,60		8,60
2-oct-96	Empresa Eléctrica de Piura (2)	Consortio Eléctrica Cabo Blanco	60,00	59,67	80 MW	99,45
1997						
11-feb-97	Electro Sur Medio (3)	Consortio HICA	98,20	51,28	(3)	52,22
			TOTAL	1 381,76	560 MW	
<p>(1) Por capitalización.</p> <p>(2) 40,33% del accionariado por capitalización de US\$40 millones y 19,77% mediante pago de US\$19,67 millones al Estado.</p> <p>(3) 50% mediante el Programa de Promoción Empresarial y 50% mediante inversiones en electrificación.</p> <p>(*) Representa el valor de cada empresa al momento de su privatización, determinado a partir del precio que se hubiese pagado por el 100% de las acciones de cada empresa.</p>						

Fuente: Copri

Figura No. 2.1

Inversiones en el sector energía

(En US\$ millones)



Fuente: MEM

II.2. Garantías tarifarias a la inversión

El panorama de promoción de la inversión privada en el sector eléctrico que se ha descrito está sustentado en la presencia de un marco regulatorio que ofrece al inversionista garantías básicas para operar sus actividades. Las características del sistema tarifario del sector eléctrico peruano que han sido analizadas en el capítulo I ofrecen lo que se denomina *garantías tarifarias* para la inversión y también para los usuarios finales. Estas garantías constituyen señales económicas que permiten a los operadores y clientes finales tomar racionalmente sus decisiones de oferta y demanda.

En particular, el marco regulatorio otorga garantías a las empresas de distribución, tanto a nivel económico y contractual como para la gestión de inversiones, fijando principalmente una regulación de las tarifas que asegura una rentabilidad razonable en condiciones de eficiencia. Las principales garantías contempladas en el marco legal se presentan a continuación.

Reconocimiento del costo económico de eficiencia

Uno de los principios básicos contemplados por la ley es que los precios de la electricidad no cubren ineficiencias. En las actividades de generación, la operación económica se realiza al mínimo costo del sistema eléctrico, usando eficientemente las instalaciones mediante su operación conjunta y coordinada. Asimismo, existe un reconocimiento de los costos para los siguientes 48 meses, por lo que el sistema de generación tiende a alcanzar su adaptación para el abastecimiento de la demanda al mínimo costo factible basado en un plan referencial.

En la transmisión, se considera una inversión estándar de un sistema económicamente adaptado y con pérdidas de energía razonables que no excedan las correspondientes pérdidas marginales.

En la distribución, tal como se mencionara anteriormente, el cálculo del VAD se realiza sobre la base de una empresa modelo con costos de operación y mantenimiento eficiente y pérdidas estándares. Finalmente, para los clientes finales, el sistema tarifario contempla que los precios libres se utilicen para verificar si los precios resultantes del estudio de costos marginales para la fijación de los precios en barra aplicables al mercado regulado, se encuentren en $\pm 10\%$ del precio medio del mercado libre.

Tarifas basadas en costos marginales de suministro

La fijación de tarifas a nivel de distribución se efectúa a CMELP de un sistema económicamente adaptado, en la medida que éste refleja el mínimo costo total de servir un área de concesión determinada. Esta aproximación constituye una garantía a la inversión en la medida que se toman en cuenta los costos medios económicos de las instalaciones de distribución adecuadamente dimensionadas y eficientemente operadas.

Promoción de la competencia

El esquema tarifario del sector eléctrico promueve la competencia en aquellos espacios donde la tecnología y condiciones de mercado lo permiten. Así, en la generación los operadores cuentan con una libre entrada y salida del mercado y un régimen de competencia entre generadores para el suministro de energía. En la distribución, existe un segmento de clientes libres para los cuales la competencia debe definir un precio eficiente.

Estabilidad contractual

La Ley de Concesiones Eléctricas señala que los contratos de concesión inscritos en los Registros Públicos constituyen ley entre las partes. Asimismo, la caducidad de una concesión debe ser indemnizada sobre la base del Valor Presente del Flujo Neto de Fondos a Futuro que la concesión genera a su propietario, empleando la tasa de actualización establecida por la ley (12% real anual).

De otro lado, los concesionarios, así como las empresas que se dediquen en forma exclusiva a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica tienen los siguientes derechos:

1. Fraccionamiento hasta en 36 mensualidades de los derechos Ad Valorem CIF que grave la importación de bienes de capital para nuevos proyectos expresados en moneda extranjera.
2. Todas las garantías del Régimen de Estabilidad Jurídica, estabilidad tributaria y libre disponibilidad de divisas a los inversionistas nacionales y extranjeros a los que se refieren los Decretos Legislativos 662, 668 y 757.

II.3. Situación económica y financiera de las empresas del sector eléctrico

Bajo un marco regulatorio estable y un esquema tarifario que ofrece garantías a la inversión, las empresas concesionarias dentro del sector eléctrico han experimentado, en general, una favorable evolución en relación a sus indicadores económicos y financieros.

Un análisis de los estados financieros de las empresas del sector eléctrico al 30 de setiembre de 1997¹ indica que el SICN concentra más del 86% de los activos totales, así como el 87,4% del total de ingresos. Por actividad, las empresas generadoras tienen la mayor participación sobre los activos con el 66,6%, mientras que a las distribuidoras y las transmisoras les corresponde el 26,2% y el 7,2%, respectivamente.

Sin embargo, en lo que respecta a los ingresos, son las empresas distribuidoras las que representan el 53,6% de los ingresos totales del sector, en tanto que las generadoras y transmisoras tienen el 42,8% y 3,6%, respectivamente. Las empresas distribuidoras muestran también mayores gastos, de modo que sus utilidades netas son menores que las que alcanzaron los otros dos tipos de empresas.

Análisis del Balance General

Al 30 de setiembre de 1997, los activos del conjunto de las empresas eléctricas ascendieron a S/.19 913,4 millones, nivel que representa un

1/ La sección II.3 está basada en el análisis realizado en el documento *Consolidación y Análisis de la Información Económica y Financiera de las Empresas de Electricidad: Año 1997. Tercer Informe: Resultados al 30 de setiembre de 1997*, elaborado por Macroconsult S.A. en enero de 1998.

crecimiento real de 9,5% respecto al registrado en setiembre del año anterior. En el mismo período, el activo fijo, la cuenta más importante del activo, creció en 6,8% en términos reales alcanzando los S/.14 046,8 millones.

Por su parte, los pasivos del sector ascendieron a S/.5 467 millones, mostrando un incremento real del 18%, nivel superior al incremento experimentado por el activo y el patrimonio neto. Ello se explica principalmente por el importante incremento en las cuentas de largo plazo, la cuenta más representativa, que se refleja en el crecimiento de 19,1% del pasivo no corriente. Este hecho muestra un cambio en la modalidad de financiamiento de las empresas eléctricas. Si bien la mayor parte del financiamiento ha provenido de recursos propios (en este caso, del Estado), en los últimos tiempos se viene privilegiando otras fuentes. Por ello, el ratio de endeudamiento patrimonial a setiembre de 1997 fue de 0,38 frente al 0,34 de 1996. Los mayores niveles de endeudamiento patrimonial están presentes en las generadoras (84,1% del total de la deuda de largo plazo del sector). Sin embargo, las empresas distribuidoras mostraron el mayor crecimiento en términos reales (51,4%), seguidas por las empresas transmisoras (48,9%).

Por su parte, el patrimonio neto se elevó a S/.14 446,1 millones, un crecimiento real de 6,6% en comparación con similar período del año anterior. El menor crecimiento del patrimonio neto (respecto a los demás componentes del balance) se explica en parte por la reducción de las reservas en un 80%, que compensó el incremento de 15,5% del capital social, la cuenta de mayor importancia en el patrimonio. Por otro lado, las utilidades del ejercicio muestran un crecimiento significativo de 76,7%, sobre todo de las empresas generadoras, cuyas utilidades, además de abarcar la mayor parte de las del sector, mostraron un crecimiento real de 85,4%. Cabe mencionar que el capital social de las transmisoras creció en términos reales en 23%.

Cuadro No. 2.2

Resumen del Balance General por actividad, a setiembre de 1997

(En millones de nuevos soles)

	Generación	Transmisión	Distribución	TOTAL
ACTIVO	13 261,0	1 428,2	5 224,3	19 913,5
ACTIVO CORRIENTE	1 299,9	287,0	916,6	2 503,5
ACTIVO NO CORRIENTE	11 961,1	1 141,2	4 307,7	17 410,0
Activo fijo	8 681,5	1 135,0	4 230,2	14 046,7
Otros activos no corrientes	3 279,6	6,2	77,5	3 363,3
PASIVO Y PATRIMONIO	13 261,0	1 428,2	5,224,3	19 913,5
PASIVO	3 978,0	96,2	1 393,2	5 467,4
PASIVO CORRIENTE	367,0	9,9	579,1	956,0
PASIVO NO CORRIENTE	3 611,0	86,3	545,1	4 242,4
PATRIMONIO NETO	9 283,0	1 332,0	3 831,1	14 446,1

Fuente: Macroconsult S.A.

Cuadro No. 2.3

Resumen del Estado de Ganancias y Pérdidas por actividad, a setiembre de 1997

(En millones de nuevos soles)

	Generación	Transmisión	Distribución	TOTAL
Ingresos operativos	1 491,7	124,2	1 868,9	3 484,8
Gastos operativos	1 006,4	80,3	1 715,8	2 802,5
Utilidad de operación	485,4	43,9	153,1	682,4
Ingresos y gastos no operativos	147,5	8,0	26,2	181,7
Utilidad (pérdida) neta	632,8	51,9	179,3	864,0
Generación interna de recursos	726,0	94,6	309,0	1 129,6
<i>Indicadores de rentabilidad (%)</i>				
Utilidad neta/activo total	4,77	3,63	3,43	4,34
Utilidad neta/patrimonio neto	6,82	3,90	4,68	5,98

Fuente: Macroconsult S.A.

Análisis del Estado de Ganancias y Pérdidas

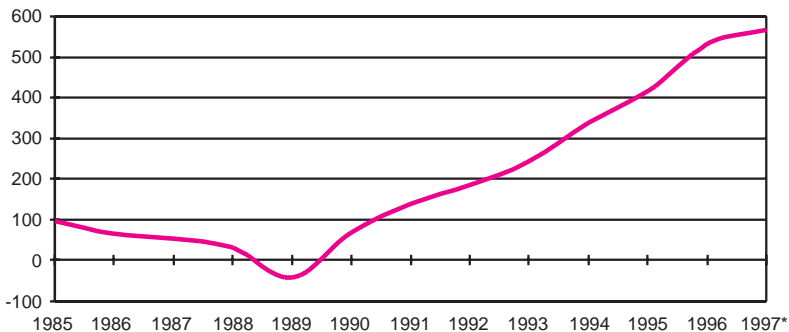
Al tercer trimestre de 1997, los ingresos totales del sector eléctrico ascendieron a S/.3 484,8 millones, con lo que mostraron un crecimiento real de 14,7% con respecto a los ingresos del mismo período del año anterior. La cuenta de mayor importancia dentro de los ingresos continúa siendo la venta de energía eléctrica al público y la venta de energía a precios en barra. Ambas representan el 86% de los ingresos totales.

Asimismo, al tercer trimestre de 1997, la utilidad operativa del conjunto de empresas eléctricas fue de S/682,5 millones, cifra superior en 5%, en términos reales a la del mismo período del año anterior. De 27 empresas analizadas, 11 arrojaron pérdidas durante este período, destacando por su importancia la empresa generadora Empresa Eléctrica de Piura (Eepsa), las distribuidoras del norte (Hidrandina, Electronorte y Electronoroeste) y las distribuidoras con altos gastos de generación (Electrooriente y Electroucayali).

Figura No. 2.2

Generación interna de recursos de las empresas eléctricas

(En US\$ millones)



*Estimado

Fuente: CTE

Pero, a pesar de las pérdidas operativas mencionadas, la generación interna de recursos, definida como el total de ingresos menos gastos operativos sin considerar las provisiones del ejercicio (en la medida que no representan un desembolso efectivo de dinero), resultó positiva y alcanzó en conjunto S/.1 130 millones, aproximadamente el 32,4% de las ventas. La excepción fue Electronorte, en la cual la generación de recursos significó un valor negativo de S/.587 000. La empresa con mayor generación de recursos en términos absolutos fue Electroperú (S/.329 millones), mientras que en términos relativos la más importante fue Cahua (más de 80% de sus ingresos operativos).

En lo que respecta a la utilidad neta, el consolidado de las empresas del sector fue de S/.869.8 millones, lo que representa un crecimiento de 47,1% respecto al mismo período de 1996. A nivel agregado se produjo un nivel importante de ingresos ajenos al propio giro de las empresas eléctricas, que contribuyeron a incrementar el margen operativo, de modo que la utilidad neta resultó ser mayor que la utilidad de la operación. Las empresas con mayor porcentaje de utilidad neta fueron, además de Electroperú (61,3% del total de ingresos), las privatizadas Cahua (45,3%) y Edegel (39,1%). La rentabilidad en las transmisoras provienen de Etecen, mientras que entre las distribuidoras destacan las empresas privatizadas Edelnor y Luz del Sur. En contrapartida, sólo seis de las empresas analizadas mostraron pérdidas netas, entre las cuales destacan las distribuidoras Electronoroeste (26,2% del nivel de ingresos), Electroucayali (17,8%) y Electronorte (13,3%).

Análisis de ratios financieros

Al analizar los ratios de liquidez agrupados por tipo de empresa, se aprecia que las empresas transmisoras tienen mayor respaldo para cumplir con sus obligaciones de corto plazo, en relación con las

empresas generadoras y distribuidoras, las cuales tienen ratios desfavorables de liquidez inmediata.

Los ratios de gestión de cuentas por cobrar muestran que las empresas generadoras han sido las más eficientes para la realización de sus cobros, seguidas a una distancia considerable de las empresas transmisoras y distribuidoras, las cuales superan los dos meses en sus períodos de cobranza.

Las empresas que muestran una mejor solvencia son claramente las empresas transmisoras, dados sus ratios de endeudamiento patrimonial y de cobertura de intereses. Sin embargo, solamente las empresas distribuidoras están en capacidad de cubrir su patrimonio con su activo fijo.

En lo que concierne a los ratios de gestión de la deuda, hay una tendencia en los tres tipos de empresas por mantener una mayor proporción de pasivos de largo plazo, siendo las empresas generadoras y transmisoras las que mejor siguen esta tendencia.

Los ratios de rentabilidad reflejan que las empresas generadoras son las más rentables desde el punto de vista de su utilidad operacional y su utilidad neta en relación con su activo fijo. Por otro lado, las empresas distribuidoras tienen los ratios más altos de rentabilidad bruta, seguidas por las generadoras y las transmisoras.

Respecto a los indicadores de gestión del activo fijo, se observa que las empresas distribuidoras son las más eficientes, seguidas a distancia por las generadoras y transmisoras. Por otra parte, las empresas generadoras son las que tienen sus activos más depreciados, dado que éstos están por alcanzar, en promedio, la cuarta parte de su vida útil.

II.4. Proyecciones económicas y financieras de las empresas privatizadas

Desde su privatización, las empresas eléctricas han mostrado una recuperación importante de sus niveles de rentabilidad, hecho que se ha visto reflejado en el comportamiento bursátil de sus acciones.

La dinámica de las operaciones de estas empresas y la ejecución de nuevos proyectos de inversión serán factores que influirán en la valorización de las empresas en el futuro. En este sentido, a continuación se presenta un resumen de las proyecciones de los indicadores económicos y financieros de las principales empresas privatizadas.

Empresas de distribución²

Tanto Edelnor como Luz del Sur han logrado reducir sus pérdidas de energía considerablemente desde su privatización, y actualmente manejan niveles de pérdidas muy semejantes. Se espera que ellas se reduzcan a niveles de un dígito para el año 2000. Al cierre de 1997, las pérdidas de energía técnicas y no técnicas de Edelnor y Luz del Sur eran de 11,67% y 12,1%, respectivamente.

Asimismo, la expansión de la red de distribución y del consumo, así como la racionalización de las empresas ha permitido que ambas muestren mejoras sustanciales en sus ratios operativos, como el de clientes por empleado y el de ventas por empleado en MWh, siendo competitivos con otras empresas latinoamericanas comparables.

2/ Para el caso de las empresas de distribución, las proyecciones han sido tomadas del documento *Análisis de la Rentabilidad de Edelnor y Luz del Sur*, elaborado por Macroconsult S.A. en setiembre de 1997.

Estos ratios seguirán mejorando impulsados sobre todo por una mayor cobertura dentro de las zonas de concesión y por el incremento en el consumo.

Para el caso de **Luz del Sur**, una simulación del estado de ganancias y pérdidas para un escenario base que no contempla variación en el Valor Agregado de Distribución (VAD) muestra que la empresa alcanzaría el margen operativo de 1996 hacia finales del año 2001, con una sostenida tendencia creciente de largo plazo en este período.

Edelnor también muestra una recuperación en los márgenes operativos desde 1994. A mediados de 1997 el margen operativo de la empresa llegó a 12,6%. La simulación del estado de ganancias y pérdidas bajo diferentes escenarios de comportamiento del VAD muestra que en todos los casos existiría una tendencia creciente en el margen operativo durante los próximos cuatro años. Según el escenario base de un VAD sin variaciones, la empresa lograría recuperar el nivel de dicho margen de 1996 hacia mediados del año 2001.

Empresas de generación³

Edegel cuenta con una inversión programada hasta el año 2000 por US\$193,3 millones. Ella está orientada a la construcción de las centrales hidroeléctricas de Yanango y Chimay con una capacidad de generación de 40 MW y 110 MW, respectivamente. Sin embargo, se prevé que hasta el año 2000 la empresa incremente su potencia hidroeléctrica en 250 MW mediante la ejecución de otros nuevos proyectos.

3/ Esta sección presenta un análisis extraído de un documento preparado por Prisma SAB en junio de 1997, sobre las perspectivas del sector eléctrico.

Cuadro No. 2.4

SIMULACIONES SOBRE ESTADO DE RESULTADOS DE EDELNOR

	1996		1997		1998		1999		2000		2001	
	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%
ESC1 VAD+0												
TOTAL DE INGRESOS	273 872	100,0	304 782	100,0	274 597	100,0	283 987	100,0	299 672	100,0	308 983	100,0
TOTAL DE GASTOS	243 136	88,8	254 864	83,6	248 033	90,3	253 603	89,3	266 804	89,0	273 692	88,6
UTILIDAD OPERATIVA	30 735	11,2	49 919	16,4	26 564	9,7	30 384	10,7	32 868	11,0	35 291	11,4
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	25 455	9,3	18 391	6,0	16 181	5,9	16 013	5,6	16 185	5,4	16 003	5,2
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	56 190	20,5	68 310	22,4	42 745	15,6	46 396	16,3	49 053	16,4	51 294	16,6
UTILIDAD NETA	56 190	20,5	44 402	14,6	27 784	10,1	30 158	10,6	31 884	10,6	33 341	10,8

SIMULACIONES SOBRE ESTADO DE RESULTADOS DE LUZ DEL SUR

	1996		1997		1998		1999		2000		2001	
	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%	(miles US\$)	%
ESC1 VAD+0												
TOTAL DE INGRESOS	281 855	100,0	295 090	100,0	269 916	100,0	279 183	100,0	294 414	100,0	303 075	100,0
TOTAL DE GASTOS	240 349	85,3	242 627	82,2	238 324	88,3	242 773	87,0	254 308	86,4	259 374	85,6
UTILIDAD OPERATIVA	41 505	14,7	52 463	17,8	31 591	11,7	36 410	13,0	40 106	13,6	43 701	14,4
OTROS INGRESOS (EGRESOS)	13 110	4,7	14 192	4,8	12 106	4,5	11 685	4,2	11 505	3,9	11 066	3,7
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	54 615	19,4	65 655	22,6	43 697	16,2	48 094	17,2	51 611	17,5	54 766	18,1
UTILIDAD NETA	38 270	13,6	43 326	14,7	28 403	10,5	31 261	11,2	33 547	11,4	35 598	11,7

Fuente: Macroconsult S.A.

EDEGEL Balance General 1995/2001p

S/. millones de 1996	1995	1996	1997e	1998p	1999p	2000p	2001p	1997-2001p prom. anual
ACTIVO TOTAL	2 682,6	2 745,9	2 782,1	3 050,9	3 205,4	3 413,8	3 435,2	4,6%
Activo corriente	111,9	107,8	178,9	239,8	192,8	198,3	294,9	22,3%
Activo fijo	2 570,0	2 637,4	2 602,5	2 810,4	3 011,9	3 214,8	3 139,6	3,5%
Otros activos	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,0%
PASIVO TOTAL	151,9	162,3	178,1	422,9	559,5	753,4	752,6	35,9%
Pasivo corriente	91,4	134,1	148,8	139,7	129,0	132,5	175,6	0,6%
Deuda LP	40,7	13,0	14,2	268,1	429,8	620,2	576,4	113,4%
Otros pasivos	19,8	15,1	15,1	15,1	0,6	0,6	0,6	-47,0%
PATRIMONIO	2 530,7	2 583,7	2 604,0	2 682,0	2 645,9	2 660,4	2 682,5	8,0%
PASIVO Y PATRIMONIO	2 682,6	2 745,9	2 782,1	3 050,9	3 205,4	3 413,8	3 435,2	4,6%

EDEGEL. Modelo de utilidades 1995-2001p

Supuestos	1995	1996	1997e	1998p	1999p	2000p	2001p	1997-2001p prom anual
Crecim % población		1,9%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Crecim % PBI		2,8%	4,5%	3,5%	3,5%	4,5%	4,5%	4,1%
Crecim % dem nacional		2,0%	12,6%	9,5%	6,2%	5,8%	4,9%	7,8%
Edegel, Potencia instalada (MW)	690	814	814	814	814	814	1 064	-
Edegel, Ventas físicas (GWh)	2 876	2 900	3 172	3 185	2 694	3 038	3 871	5,9%
% var anual		0,8%	9,4%	0,4%	-15,4%	12,8%	27,4%	-
Precio barra energía (US\$/kWh)	0,032	0,036	0,035	0,035	0,034	0,034	0,033	-1,7%
Costo combustible (US\$/kWh)	0,063	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,0%

Fuente: Prisma SAB

Desde el inicio de sus operaciones, Edegel se ha orientado fundamentalmente al abastecimiento de empresas de distribución. Sin embargo, se proyecta que esta tendencia será reemplazada progresivamente con la venta a clientes libres, cuyos precios son menores a los regulados, pero permiten un mayor uso de la potencia instalada. De esta manera, las ventas tendrían un crecimiento promedio anual de 7,3% en el período 1997-2001, año en el que experimentarían un fuerte crecimiento con la incorporación de las nuevas plantas de generación.

Algunas estimaciones indican que el margen bruto seguirá una tendencia creciente en los próximos años, mientras que el margen operativo promedio anual podrá llegar a ser del orden del 58% en el período 1997-2001. Por su parte, en el corto plazo, las compras *spot* forzarán una caída sostenida en las utilidades entre 1999-2001. Sin embargo, ello sucederá hasta que la expansión de la potencia instalada de los nuevos proyectos inicie sus operaciones.

II.5 Comportamiento bursátil de las empresas privatizadas

Las acciones de las distribuidoras Luz del Sur y Edelnor fueron inscritas en el mercado de valores en marzo de 1996, una vez que los trabajadores ejercieron su opción de compra en ambas empresas.

En el caso de ***Luz del Sur***⁴, las ganancias de eficiencia y rentabilidad han sido reconocidas por el mercado bursátil. A mediados de setiembre de 1997, la capitalización bursátil de la empresa alcanzó

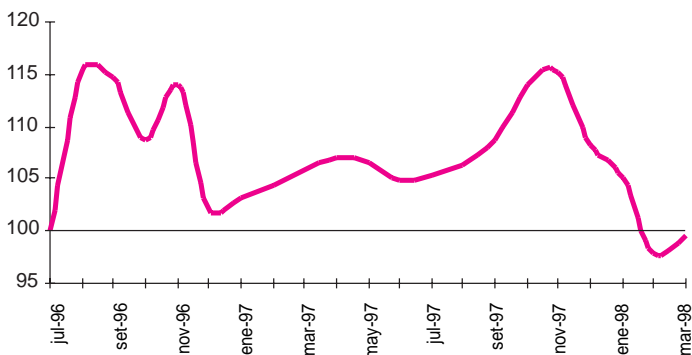
4/ Para el caso de las empresas de distribución, las proyecciones han sido tomadas del documento ***Análisis de la Rentabilidad de Edelnor y Luz del Sur***, elaborado por Macroconsult S.A. en setiembre de 1997.

los US\$596 millones, reflejando para el consorcio operador una ganancia de cerca de 70% por apreciación de capital y como producto de la inversión realizada. La empresa cuenta con accionariado difundido, y tanto sus acciones como los bonos emitidos han sido clasificados como instrumentos de bajo riesgo relativo para las inversiones de las administradoras de Fondos Privados de Pensiones.

Figura No. 2.3

Cotización de las acciones de Luz del Sur

(Indices, julio 1996=100)



Fuente: BVL

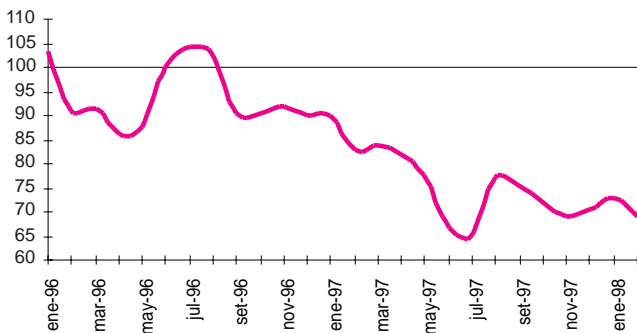
La acción de Luz del Sur se caracteriza por una alta liquidez con una frecuencia de negociación del 100%, es decir, todos los días se realizan transacciones con las acciones de la empresa

En el caso de **Edelnor**, pese a que las acciones en circulación solamente representan cerca del 4% del total de acciones de la empresa, éstas muestran una alta frecuencia de negociación (95%). La capitalización bursátil de Edelnor a mediados de 1997 era de alrededor de US\$623 millones. Ello ha significado una ganancia de cerca del 80% por apreciación de capital para el consorcio operador.

Figura No. 2.4

Cotización de las acciones de Edelnor

(Indices, enero 1996=100)



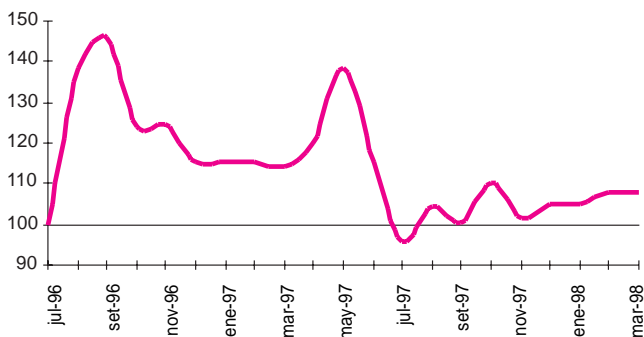
Fuente: BVL

En el ámbito de la generación, Egenor, Edegel, Etevensa, Cahua y Egasa son las empresas que cotizan actualmente en bolsa. Sin embargo, la mayoría de ellas son acciones poco líquidas y cuya negociación se ha iniciado recientemente.

Figura No. 2.5

Cotización de las acciones de Edegel

(Índice, julio 1996=100)



Fuente: BVL

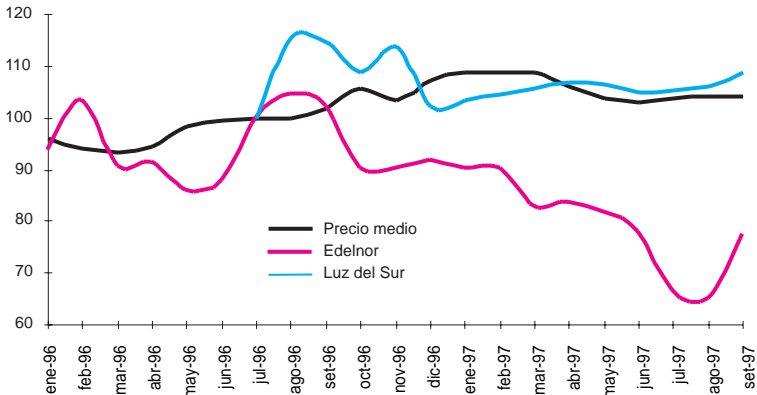
No obstante, en el caso de **EdegeF**, empresa que transa sus acciones en bolsa desde julio de 1996, la rentabilidad acumulada a mediados de 1997 fue de 59,5% respecto a su precio de privatización y de 36,7% respecto a su precio de apertura, con un volumen de negociación promedio diario equivalente al 2,5% del mercado total.

Finalmente, como puede apreciarse en la figura No. 2.6, el comportamiento de las acciones de las principales empresas eléctricas ha estado infuido no sólo por la evolución del precio medio de la electricidad, sino por otros factores analizados anteriormente.

Figura No. 2.6

Cotizaciones bursátiles y precio medio de la electricidad

(Indice, julio 1996=100)



Fuente: BVL, CTE

5/ Este análisis ha sido extraído de un documento preparado por Prisma SAB en junio de 1997, sobre las perspectivas del sector eléctrico.

III.
Evolución de las
tarifas eléctricas
y comparación internacional

III.1. Las tarifas eléctricas en el Perú

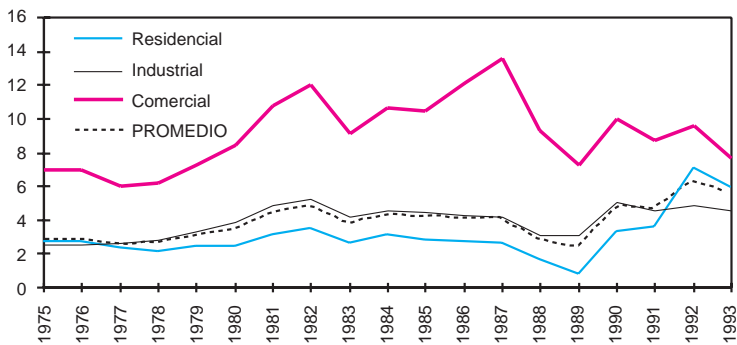
Período 1975-1993

Hasta 1993, las tarifas eran determinadas sobre la base de costos contables de las empresas de electricidad, es decir, considerando que los ingresos de las mismas cubrieran sus gastos operativos y provisiones. Así, en 1983, año en que inició sus operaciones la CTE, las tarifas de electricidad cubrían solamente el 75,3% de los costos de electricidad, por lo que un año después las tarifas debieron subir a una tasa promedio de 10% mensual para cubrir dichos costos, tomando

Figura No. 3.1

Evolución del precio medio de la electricidad por tipo de consumo: 1975-1993

(ctvs. US\$/KWh)



Fuente: CTE

en cuenta los incrementos previstos en la inflación, la devaluación y los precios de los combustibles.

Durante varios años, las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas que representaron en 1989 más del 150% de sus ingresos, al llegar a US\$226 millones ese año. Ello afectó también su generación interna de recursos expresada como la diferencia entre sus ingresos y gastos operativos, sin considerar las provisiones. De esta forma, las tarifas eléctricas eran utilizadas como el instrumento que, a través de sucesivos aumentos, buscaba corregir los desequilibrios financieros de las empresas del sector.

Las condiciones macroeconómicas de los años 80 acentuaron este panorama. Períodos de recesión, alta inflación y controles de precios marcaron el desempeño de las empresas eléctricas. Las ventas de energía a importantes sectores, como el industrial, se redujeron; la inflación elevó los costos de los servicios y, en un marco de control de precios, las tarifas no podían ajustarse adecuadamente.

Cuadro No. 3.1

Precio medio y costo medio operativo de la electricidad

(ctvs. US\$/KWh)

Año	Precio medio (1)	Costo medio (2)	Relación precio/costo (1)/(2)
1985	3,64	3,33	109,5%
1986	3,37	5,11	65,9%
1987	2,28	2,63	86,7%
1988	1,50	2,27	66,1%
1989	1,90	4,83	39,3%
1990	4,57	6,19	75,8%
1991	4,65	5,08	91,5%

Fuente: CTE

En el cuadro No. 3.1 puede apreciarse que el precio medio de la electricidad estaba por debajo del costo promedio registrado por las empresas, por lo que la relación precio-costo llegó a 39% en 1989. A partir de 1990, las tarifas fueron indexadas a la inflación en un año donde este indicador llegó a 7 650%.

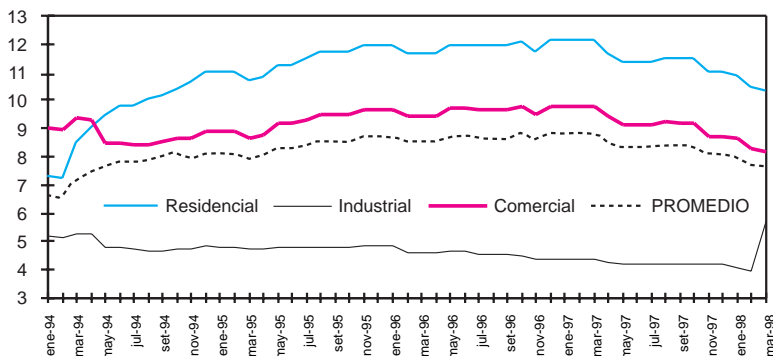
Período 1994-1998

En noviembre de 1993 se produce la primera fijación tarifaria definitiva -en mayo de ese año se había dado una regulación provisional-, de acuerdo con lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas de noviembre de 1992. Esta fijación estuvo vigente hasta octubre de 1997, fecha en la que fueron nuevamente establecidos el VAD, las fórmulas tarifarias y las fórmulas de actualización para los siguientes cuatro años. Además, semestralmente -en mayo y noviembre- se siguieron regulando los precios en barra.

Figura No. 3.2

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

(ctvs. US\$/KWh)



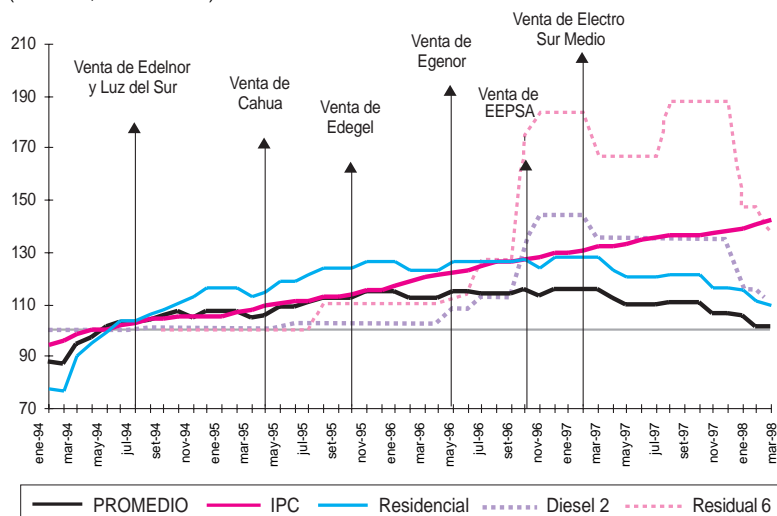
Fuente: CTE

De esta forma, desde 1994 las tarifas eléctricas han mostrado un comportamiento acorde con la búsqueda de eficiencia. En 1994, las tarifas aplicadas alcanzaron el 99,5% de cobertura de los costos económicos regulados por la CTE, en un contexto donde las tarifas máximas acumularon un incremento de 11,4% en el año, por debajo de la tasa de inflación registrada en dicho año.

Figura No. 3.3

Precios medios del sector eléctrico, inflación y precios de combustibles

(Indices, 1994=100)

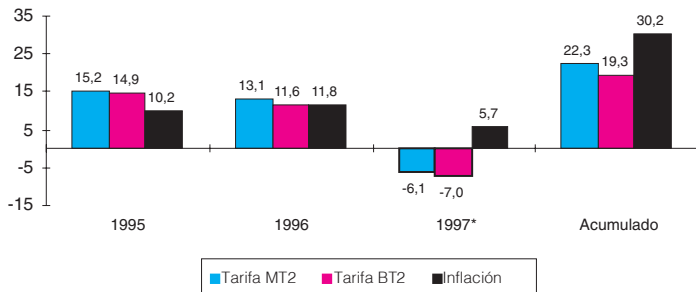


Fuente: CTE, INEI

Como se muestra en la figura No. 3.3, el precio promedio de la electricidad ha mantenido un comportamiento estable desde que se aplicara la nueva estructura tarifaria y ha registrado una ligera tendencia a la baja. Asimismo, su tendencia de crecimiento ha sido inferior a la inflación en prácticamente todo el período, aunque en el caso de la denominada “tarifa residencial” (BT5) ello ha comenzado a ser evidente a partir de setiembre de 1996.

Figura No. 3.4

Variación del precio medio de tarifas MT2 y BT2 e inflación
(Porcentajes)



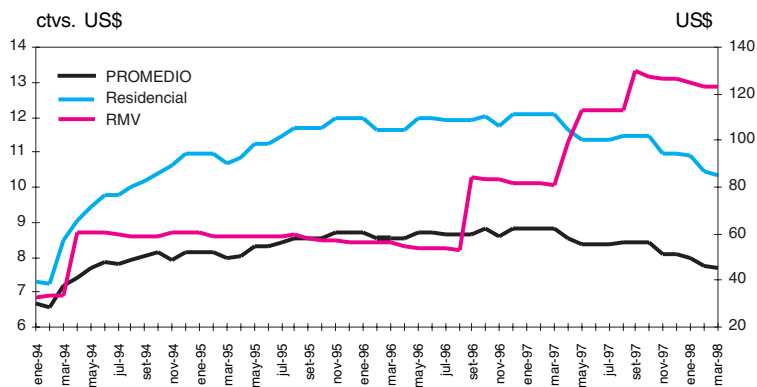
* Acumuladas a noviembre de 1997.

Fuente: CTE, INEI

Por otro lado, tal como se observa en la figura 3.4, las tarifas para opciones tarifarias como MT2 y BT2 han variado en los últimos años por debajo de la inflación, en términos acumulados. Particular-

Figura No. 3.5

Precio medio de la electricidad y remuneración mínima vital



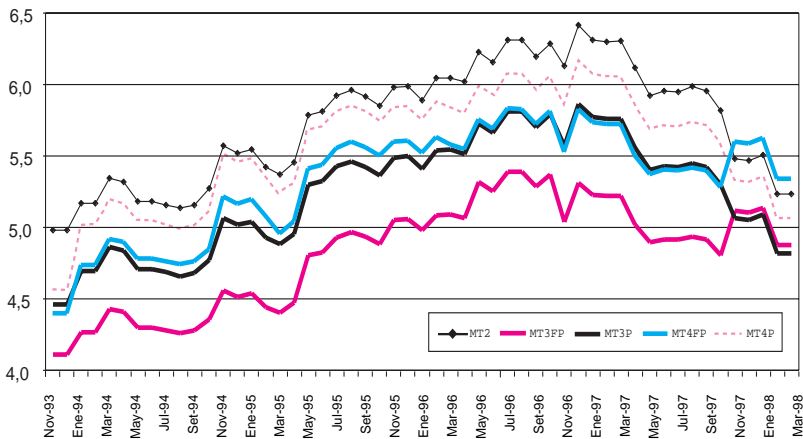
Fuente: CTE, INEI

mente en 1997, las tarifas MT2 y BT2 se redujeron en 6,1% y 7%, respectivamente, mientras el nivel general de precios se incrementó en casi 6%.

Figura No. 3.6

Evolución del precio medio de electricidad: Opciones tarifarias de media tensión

(ctvs. US\$/KWh)



Fuente: CTE

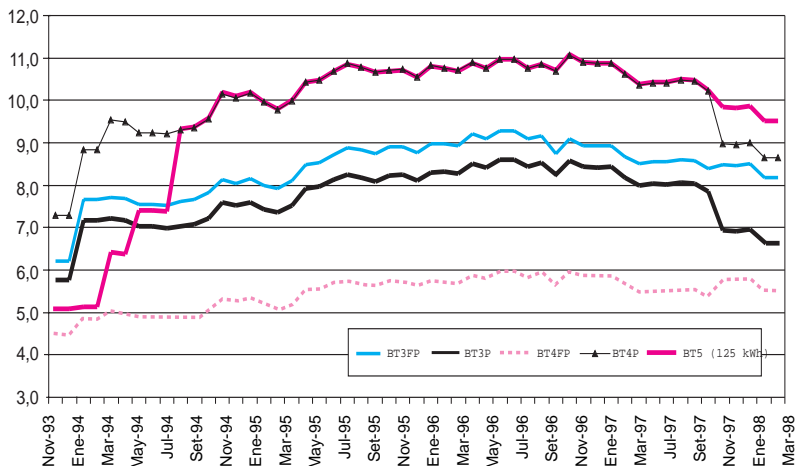
En relación a los ingresos de la población -medidos por la remuneración mínima vital-, las tarifas eléctricas han crecido a menor ritmo, particularmente a partir de setiembre de 1996, como se muestra en la figura No. 3.4. En este sentido, cabe señalar que entre enero y setiembre de 1997 la tarifa máxima residencial se redujo en cerca de 4%, lo que contribuyó a una disminución del precio medio para ese tipo de consumo.

Por otro lado, a partir de noviembre de 1993 se establecieron diferentes opciones tarifarias que pueden ser seleccionadas por los clientes finales en función de su consumo de energía y su demanda de

Figura No. 3.7

Evolución del precio medio de electricidad: Opciones tarifarias de baja tensión

(ctvs. US\$/KWh)



Fuente: CTE

potencia. La evolución de los precios medios correspondientes a cada una de dichas opciones puede observarse en las figuras No. 3.6 y 3.7. Para el caso de las tarifas de media tensión, se muestra cómo luego de un crecimiento hasta mediados de 1995 las tarifas empezaron a mostrar una tendencia estable para comenzar a decrecer desde inicios de 1997. Particularmente, se puede observar que la última regulación tarifaria realizada en noviembre de 1997 ha permitido que el precio medio de la opción MT2 se sitúe por debajo del precio de la opción MT4FP -clientes calificados con fuera de punta-.

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

III.2. Las tarifas eléctricas en países seleccionados

Precios medios para el sector industrial y residencial

El modelo tarifario peruano ha sido comparado en más de una oportunidad con diversos modelos de Latinoamérica y de otros países del mundo con los cuales tiene algunas similitudes. Sin embargo, a pesar de que los conceptos detrás de cada modelo pueden ser los similares, algunos factores como la diferencia cambiaria, la forma de medición de las variables eléctricas, la diversidad de opciones tarifarias, los diferentes niveles y tipos de consumo, los niveles de tensión, entre otros, no permitirían hacer una comparación directa de los precios medios en varios países.

Por ello, es posible realizar un ejercicio de comparación analizando los pliegos tarifarios utilizados en cada país, de tal forma que, para iguales niveles de consumo de energía y potencia, en horas punta y fuera de punta, se obtengan los precios medios en cada mercado. Los países seleccionados fueron Colombia (Bogotá y Medellín), Chile (Santiago, Concepción y Valparaíso), Argentina (Buenos Aires), México y Canadá (Toronto y York), cuyas tarifas fueron comparadas con las vigentes en la zona sur de Lima.

El ejercicio se realizó tanto para clientes con una demanda máxima menor a 500 KW, como para los que demandan más de 500 KW. Asimismo, al interior de cada uno de estos grupos se selecciona los nivel correspondiente al sector industrial (media tensión). En su mayoría, las tarifas utilizadas para cada ciudad fueron las vigentes en 1997, incluyendo el respectivo impuesto aplicado sobre las ventas. El cuadro No. 3.2 de la página siguiente muestra los resultados de este ejercicio e ilustra la comparación realizada a nivel de pre-

Cuadro No. 3.2

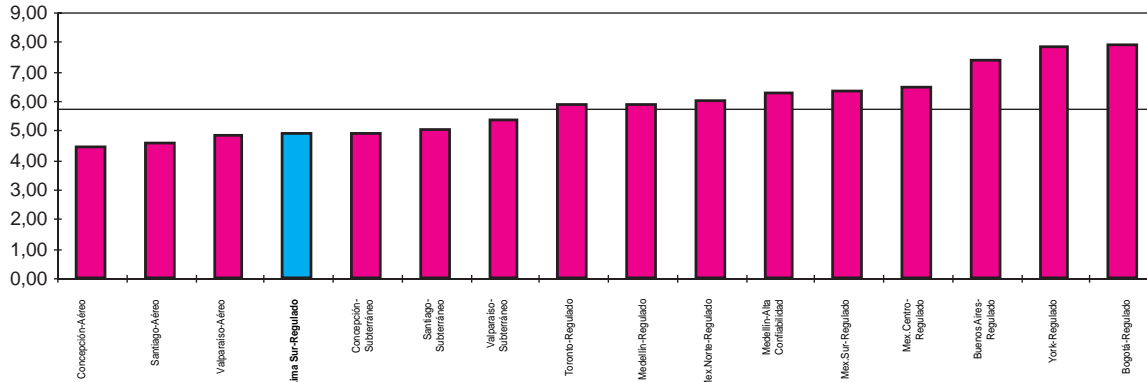
Precios medios de electricidad (*)

(ctvs. US\$/KWh)

Clientes con MD < 500 KW Registros de consumo mensual	
Energía HP (KWh)	3 600
Energía HFP (KWh)	32 400
Potencia HP (KW)	30
Potencia HFP (KW)	100

Pais	Ciudad	Tipo	Precio medio ctvs.US\$/KWh
Colombia	Bogotá	Regulado	7,92
	Medellín	Regulado	5,90
		Alta Conf.	6,27
Perú	Lima Sur	Regulado	4,91
Chile	Santiago	Aéreo	4,55
		Subterráneo	5,02
	Concepción	Aéreo	4,42
		Subterráneo	4,92
	Valparaíso	Aéreo	4,84
		Subterráneo	5,36
Argentina	Buenos Aires	Regulado	7,38
México	Centro	Regulado	6,49
	Norte	Regulado	6,03
	Sur	Regulado	6,31
Canadá	York	Regulado	7,81
	Toronto	Regulado	5,86

Precios medios de la electricidad en ciudades seleccionadas
Clientes con MD > 500 KW (ctvs. US\$/KWh)



(sigue en la pág. 90)

Clientes con MD > 500 KW Registros de consumo mensual	
Energía HP (KWh)	98 280
Energía HFP (KWh)	182 520
Potencia HP (KW)	600
Potencia HFP (KW)	950

MD: Máxima demanda.

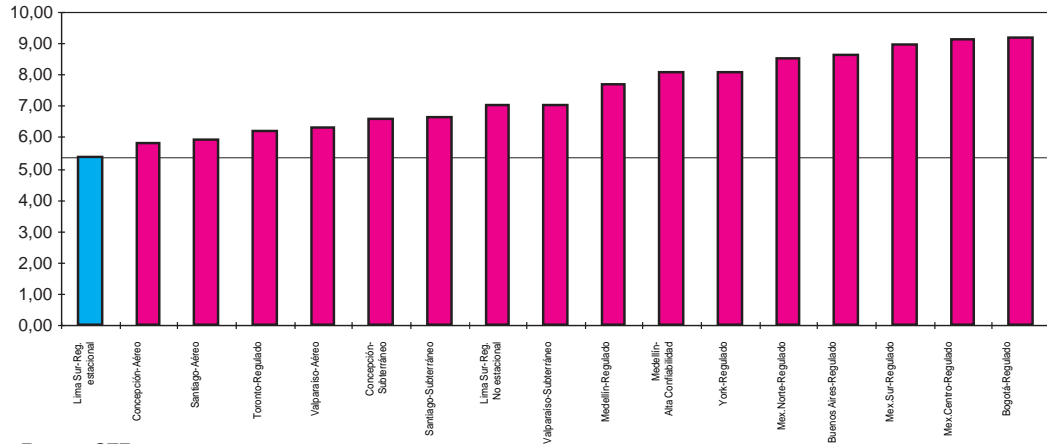
HP: Horas punta.

HFP: Horas punta.

(*) Incluye impuestos

País	Ciudad	Tipo	Precio medio ctsv. US\$/KWh
Colombia	Bogotá	Regulado	9,18
	Medellin	Regulado	7,66
		Alta Conf.	8,07
Perú	Lima Sur	Reg. No Estacional	7,03
		Reg. Estacional	5,38
Chile	Santiago	Aéreo	5,90
		Subterráneo	6,62
	Concepción	Aéreo	5,81
		Subterráneo	6,58
	Valparaíso	Aéreo	6,28
		Subterráneo	7,04
Argentina	Buenos Aires	Regulado	8,61
México	Centro	Regulado	9,13
	Norte	Regulado	8,49
	Sur	Regulado	8,92
Canadá	York	Regulado	8,09
	Toronto	Regulado	6,16

Precios medios de la electricidad en ciudades seleccionadas
Clientes con MD > 500 KW (ctvs. US\$/KWh)



Fuente: CTE

cios medios por ciudades, para cada tipo de consumo. Como se observa, en el caso de clientes con una demanda máxima menor a 500 KW, el precio medio regulado de la electricidad en Lima es de una magnitud similar a los precios registrados en otras ciudades sudamericanas como Santiago (subterráneo), Concepción (subterráneo) y Valparaíso (aéreo). Asimismo, el precio medio en Lima para clientes “industriales” resulta comparativamente más reducido que los que se aplican en Argentina, México, Colombia y Canadá.

Resultados similares se obtienen para los clientes con un consumo mayor a 500 KW, considerando un registro no estacional para Lima Sur. Sin embargo, si el cliente muestra un consumo de electricidad de carácter estacional, puede observarse que el precio medio en Lima es el más bajo de todos los precios obtenidos en las ciudades seleccionadas. Como se verá en el capítulo IV, si un cliente tiene un consumo estacional puede obtener grandes ventajas si elige una opción tarifaria que distinga los períodos altos y bajos de consumo de energía.

Un segundo ejercicio realizado con tarifas a nivel residencial en las ciudades antes mencionadas indica que el precio medio en Lima, sin considerar los impuestos, resulta ser el más elevado de todas las ciudades seleccionadas (ver cuadro No. 3.3). Sin embargo, al tomar en cuenta los impuestos sobre las ventas que son aplicados en cada país, se observa que Lima llega a estar a la par con ciudades como Toronto, y por debajo de Buenos Aires. Los precios más bajos son los de Bogotá y Medellín debido a que en dichas ciudades el sistema tarifario contempla una estructura para el sector residencial basada en seis estratos, donde los estratos más bajos pagan una menor tarifa (subsidio cruzado).

Comparación de sistemas tarifarios

A través de estos ejercicios ha sido posible ilustrar cuál es la posición de las tarifas de electricidad en el Perú en relación a otros países del mundo. Sin embargo, ello puede ser complementado evaluando las principales características de las estructuras tarifarias en los países seleccionados, de tal forma que sea posible determinar en qué medida el sistema tarifario peruano otorga beneficios a los usuarios finales.

Según lo visto en el capítulo I, un sistema tarifario debe reunir ciertas condiciones de eficiencia y equidad que permitan la adecuada operación de las actividades del sector. En particular, la fijación de tarifas basada en costos marginales se apoya en tres principios:

Neutralidad: Implica que cada cliente debe pagar lo más exactamente posible el costo que él ocasiona en el sistema eléctrico.

Equidad: *Stricto sensu*, consiste en evitar discriminaciones injustificadas. Todos los clientes con las mismas características de utilización pagarán el mismo precio o, en el caso de sistemas tarifarios con opciones, a todos se les ofrecerá las mismas oportunidades.

Eficacia: Se refiere a la virtud de las tarifas para contribuir al objetivo de eficiencia económica, es decir, para orientar a los usuarios en la utilización racional de la energía eléctrica y lograr a través de ello una eficiente asignación de recursos tanto al interior del sector eléctrico como en el resto de la economía.

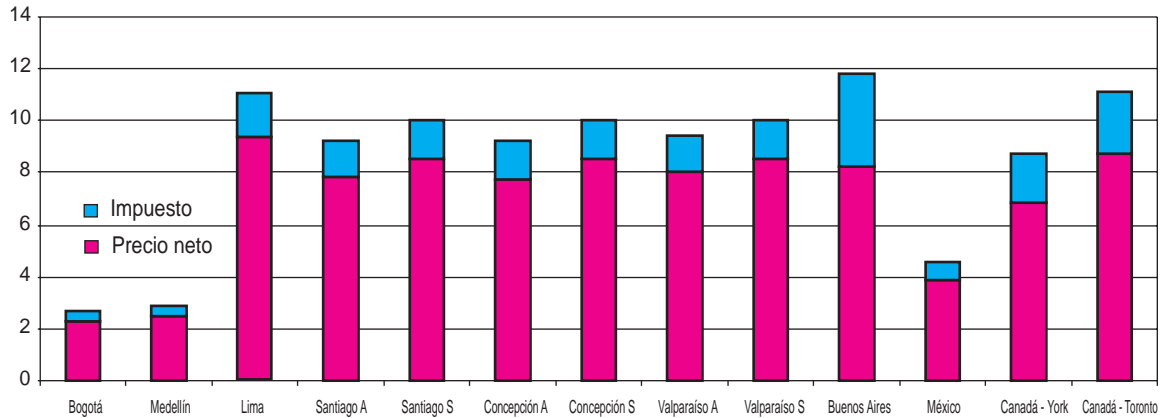
Considerando estos principios y las principales características de los sistemas tarifarios en los países seleccionados se ha elaborado

Cuadro No. 3.3

Precio medio residencial (ctvs. US\$/KWh)

Consumo promedio de 150 KWh

Consumo		Bogotá		Medellín	Lima	Santiago		Concepción		Valparaíso		Buenos Aires		México	Canadá	Canadá	
KWh						Aéreo	Subt.	Aéreo	Subt.	Aéreo	Subt.				York	Toronto	
150	Precio neto	2,28		2,52	9,37	7,81	8,50	7,79	8,52	8,03	8,53		8,21		3,88	6,87	8,77
150	Impuestos	0,37	0,00	0,40	1,69	1,41	1,53	1,40	1,53	1,45	1,53	0,00	3,57	0,00	0,70	1,87	2,38
	Total	2,65	0,00	2,93	11,06	9,22	10,02	9,19	10,05	9,47	10,06	0,00	11,79	0,00	4,57	8,74	11,15



Fuente: CTE

Características de los sistemas tarifarios de países seleccionados

Característica / PAIS (Ciudad)	PERU	COLOMBIA		CHILE	ARGENTINA	MEXICO	CANADA
	Lima	Bogotá	Medellín	Santiago	Buenos Aires	México	Toronto
NEUTRALIDAD	V	X	X	V	X	X	X
Cliente con libertad de elección tarifaria	SI	NO	NO	SI	NO	NO	NO
EQUIDAD	V	X	X	~	V	~	~
Tarifas horarias de potencia	SI	NO	NO	SI	SI	NO	NO
Tarifas horarias de energía	SI	NO	SI	NO	SI	SI	SI
Tarifa según uso o actividad	NO	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Tarifas estacionales	SI	NO	NO	SI	NO	SI	SI
Tarifas según el tipo de instalaciones de distribución (aérea/subterránea)	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO
Tarifas residenciales según estratos de consumo	NO	SI	SI	NO	NO	SI	SI
Tarifas diferenciadas por nivel de tensión	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
EFICACIA	V	X	X	V	V	V	V
Cliente con posibilidad de utilizar eficientemente la electricidad	SI	NO	NO	SI	SI	SI	SI

V: Cumple con la característica.

X: No cumple con la característica.

~: Cumple parcialmente con la característica.

el cuadro No. 3.4, donde se puede apreciar la calificación que cada sistema tarifario recibe. El sistema tarifario peruano cumple adecuadamente con los tres principios antes señalados:

- El sistema es *neutral*, pues los clientes cuentan con la posibilidad de elegir libremente la opción tarifaria que se adecúe a sus niveles de consumo y, de esta forma, decidir si mantiene su demanda o la modifica.
- El sistema es *equitativo*, puesto que en función de los costos involucrados, las tarifas contemplan diferenciaciones horarias para potencia y energía, por niveles de tensión, así como no hace distinción de uso o actividad.
- El sistema es *eficaz*, en la medida que los clientes pueden utilizar eficientemente la energía, reconociendo cuándo su consumo es caro y cuándo se abarata.

Después del peruano, el sistema tarifario chileno es el segundo que cumple con los criterios mencionados, aunque en este caso la diferenciación horaria se realiza sólo para la potencia, lo que lo hace algo menos equitativo. Argentina tiene un sistema que no es neutral, pues no contempla la posibilidad de elección del cliente entre opciones tarifarias. La estructura tarifaria en México y Canadá es, además de no neutral, poco equitativa. Finalmente, Colombia es la que muestra deficiencias en su estructura tarifaria para todos los criterios, en la medida que contienen un esquema de subsidios cruzados que son poco equitativos e ineficaces.

IV.

Opciones tarifarias

IV.1. Conceptos básicos

En el Capítulo I se expusieron los criterios utilizados para la fijación de las tarifas de electricidad y se estableció que las tarifas para los usuarios finales del servicio público de electricidad se conforman adicionando los componentes a nivel generación, transmisión y distribución, es decir, adicionando el VAD a los precios en barra, para cada sector típico de distribución.

Sin embargo, con el objetivo de que los clientes finales minimicen su factura de acuerdo con el tipo de consumo que demandan al sistema y ante la imposibilidad de medir exactamente los componentes de potencia y energía de los usuarios, el marco regulatorio del sector eléctrico ha contemplado el establecimiento de opciones tarifarias sobre la base de la forma de medición o contratación de la potencia demandada -dentro de punta o fuera de punta- para cada nivel de tensión (MT y BT en los sistemas de distribución).

Los fundamentos que justifican la diferenciación en la forma de medición o contratación de la potencia demandada a partir de horarios radican en las características del sistema de generación de energía eléctrica, el cual está conformado por centrales hidráulicas y térmicas.

En este sentido, mientras que la inversión para la construcción de una central hidroeléctrica es elevada y sus costos variables de operación son mínimos debido al uso del agua como insumo fundamental para la generación de energía, el nivel de inversión para la

construcción de una central térmica es relativamente bajo, pero sus costos variables de operación son elevados como consecuencia del uso de combustibles como insumo básico para la generación de energía. Así, para que el sistema sea económicamente eficiente, las instalaciones que entran en funcionamiento para cubrir los niveles más bajos de demanda en el mercado son las centrales con menor costo de operación -las hidroeléctricas-. Conforme el nivel de consumo de energía se eleva durante las horas del día, entran en funcionamiento las empresas con mayores costos de generación; siendo las térmicas las últimas centrales en entrar en operación.

Los períodos de más alta demanda durante el día son los comprendidos entre las 18.00 p.m. y las 23.00 p.m. Por ello, debido a que en estas horas entran en operación las centrales con mayores costos de generación (térmicas), la tarifa por consumo de energía y por potencia en estas horas es más elevada que en otras horas del día.

Según estos criterios, la política tarifaria del sector eléctrico considera que una proporción importante de clientes puede someterse a una medición de su consumo que dependa exclusivamente de algunos parámetros y que el resto se estime sobre la base del comportamiento típico de una gran cantidad de clientes en cada categoría. Cada estimación da origen, entonces, a una modalidad tarifaria determinada que el cliente puede seleccionar de acuerdo con su comportamiento de consumo.

IV.2. Determinación de las opciones tarifarias

A diferencia de las tarifas de distribución vigentes hasta mayo de 1993, las actuales son opciones tarifarias de libre elección para los clientes. En su diseño se ha tomado en cuenta el sistema de medi-

ción para cada alternativa y no el uso de dicha energía, por lo que no se diferencia explícitamente entre tarifas industriales, comerciales, uso general, etc.

Cuatro variables definen las opciones tarifarias:

- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario fuera de punta.
- La potencia (máxima demanda) requerida por los usuarios en horario de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario fuera de punta.
- El consumo de energía de los usuarios en horario de punta.

La potencia representa la capacidad que se requiere para cubrir la máxima demanda posible de energía en el sistema, mientras que la energía se define como la cantidad de electricidad que efectivamente se llega a consumir en un período de tiempo.

De esta manera, las opciones tarifarias vigentes en la actualidad pueden observarse en el cuadro No. 4.1. Al respecto cabe señalar que para las opciones 1E y/o 1P, el pago por potencia y por energía se calcula mediante un costo promedio del uso de la potencia y la energía en períodos de punta y fuera de punta en función a la tipología de consumo establecida para cada cliente. En el caso de las opciones 2E y/o 2P el pago por potencia y por energía se calcula en función a una medición diferenciada en ambos horarios.

Opciones tarifarias para clientes de MT y BT

Opción	Medición del suministro	Cargos de facturación
MT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas 2E2P</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta Potencia: Punta y fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia en horas de punta e) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta f) Cargo por energía reactiva</p>
MT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa 2E1P</p> <p>Energía. Punta y fuera de Punta Potencia. Máxima al mes</p> <p>Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente en fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia e) Cargo por energía reactiva</p>
MT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa 1E1P</p> <p>Energía. Total del mes Potencia: Máxima del mes</p> <p>Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente en fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia d) Cargo por energía reactiva</p>

(sigue en la pág. 103)

Opción	Medición del suministro	Cargos de facturación
BT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas 2E2P</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta Potencia: Punta y fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia en horas de punta e) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta f) Cargo por energía reactiva</p>
BT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa 2E1P</p> <p>Energía. Punta y fuera de punta Potencia. Máxima al mes</p> <p>Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente en fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia e) Cargo por energía reactiva</p>
BT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa 1E1P</p> <p>Energía. Total del mes Potencia: Máxima del mes</p> <p>Calificación de potencia: P: Cliente presente en punta FP: Cliente presente en fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia d) Cargo por energía reactiva</p>
BT5	<p>Medición de energía activa total 1E</p>	<p>a) Costo fijo mensual b) Cargo por energía activa</p>
BT6	<p>Exclusivamente para casos especiales 1P</p>	<p>a) Costo fijo mensual b) Cargo por potencia activa</p>

Fuente: CTE

Estas opciones tarifarias sólo se diferencian entre sí por el nivel de tensión y el sistema de medida. El objetivo es que las tarifas reflejen de la forma más real posible el costo económico asociado al uso por parte de los clientes de los recursos involucrados a nivel de generación, transmisión y distribución. Este beneficio no es únicamente para el cliente sino también para la empresa distribuidora y generadora al aprovechar mejor su inversión mediante una mejor asignación de los recursos disponibles.

Así, debido a que los costos por energía y por potencia son diferentes dependiendo de su hora de demanda, el sistema de medición más exacto es aquel que es capaz de diferenciar el pago por consumo de energía y por potencia en horas fuera de punta y dentro de punta. Las opciones tarifarias que miden estas cuatro variables están representadas por las opciones denominadas BT2 para el caso de baja tensión y MT2 para el caso de media tensión. Ellas son capaces de distinguir la diferencia en costos y tarifas que ambos horarios implican.

Para el caso de opciones tarifarias distintas a las BT2 y MT2, si bien las empresas pueden tener consumos de energía y requerimientos de potencia en ambos horarios, ellos se encuentran segmentados hacia uno de los horarios. De esta manera, en todos aquellos casos en que la opción tarifaria no distingue entre horarios fuera de punta y dentro de punta, las empresas de distribución asignan un precio promedio en función de esta segmentación. Así, estas opciones tarifarias consideran cargos promedios de energía y potencia según una tipología promedio de consumo.

Entonces, si existe una sola opción técnica y económicamente eficiente ¿por qué existen varias opciones?

El actual sistema tarifario fue establecido en el año 1993. La razón por la cual la CTE decidió considerar las demás opciones tarifarias

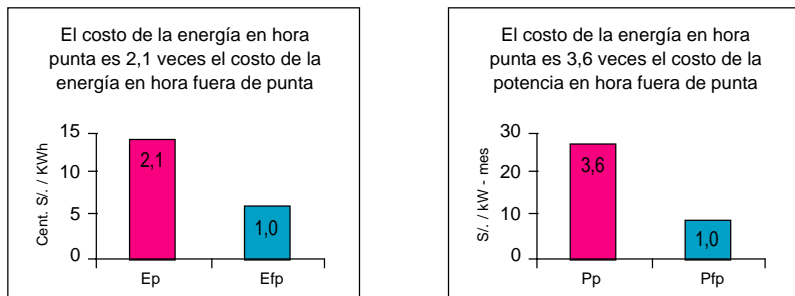
es que en esa época la tecnología para la medición de las opciones MT2 y BT2 era escasa y por lo tanto de alto costo. Así, mientras en esa época el costo promedio de un medidor electrónico era de entre US\$3 000 y US\$4 000, hoy en día es de alrededor de US\$900. Además, el proceso de estabilización económica, aún en camino, en ese año hacía más difícil que las empresas pudieran asumir el pago por este concepto. Por ello la CTE decidió establecer esta diversidad de opciones tarifarias acordes con la tecnología de medición disponible en ese momento.

No obstante, en la actualidad estos inconvenientes se han superado. El costo de la medición ha bajado debido a que hoy se dispone de medidores electrónicos que registran con exactitud el uso de energía y a los que pueden acceder más clientes. Además, como se observa en la figura No. 4.1, las diferencias entre el costo de la potencia y de la energía en opciones tarifaria como MT2 son muy significativas, lo que crea incentivos para que los clientes hagan un uso más racional de la energía y, por ende, paguen una menor factura.

A continuación se presentan la diferencia en costos de energía y potencia de las opciones tarifarias de media tensión.

Figura No. 4.1

Opción tarifaria MT2

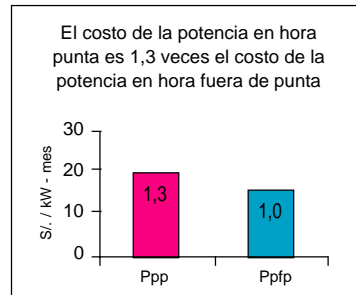
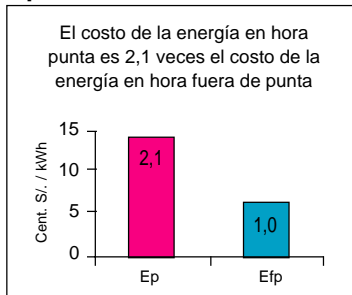


Fuente: CTE

Obsérvese que en el caso de la opción tarifaria MT2 un cliente industrial que consuma adecuadamente la energía eléctrica a partir de las señales tarifarias -consume menos energía en horas punta y más en horas fuera de punta- obtendrá importantes ahorros en su factura.

Figura No. 4.2

Opción tarifaria MT3

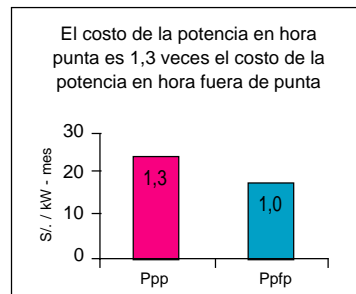
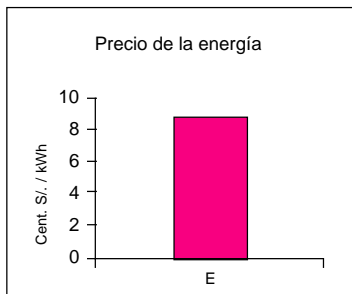


Fuente: CTE

La opción MT3 permite facturar energía en punta y fuera de punta y la potencia bajo calificación del cliente, donde el cargo por potencia corresponde a un costo promedio del uso de la potencia en los períodos de punta y fuera de punta. Así el cliente es calificado como presente en punta cuando el cociente entre la demanda media del

Figura No. 4.3

Opción tarifaria MT4



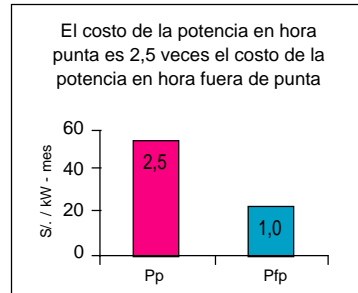
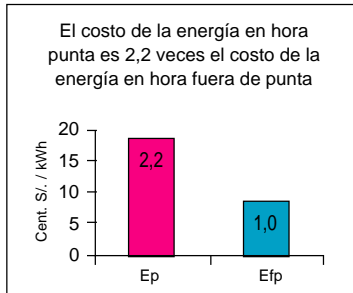
Fuente: CTE

cliente en horas punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5. En el caso de la opción MT4, se factura la energía total del mes y se distingue entre la potencia en punta y fuera de punta bajo calificación, utilizando el mismo criterio de calificación que en la opción MT3.

Un análisis similar puede realizarse a partir de las opciones de baja tensión, según las mismas consideraciones de medición y calificación de clientes.

Figura No. 4.4

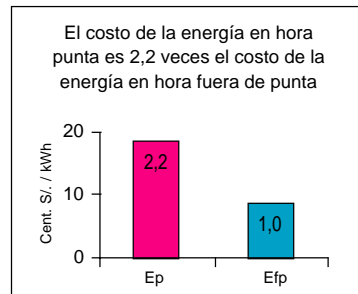
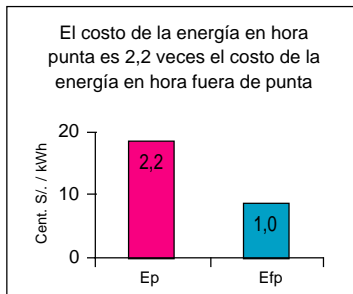
Opción tarifaria BT2



Fuente: CTE

Figura No. 4.5

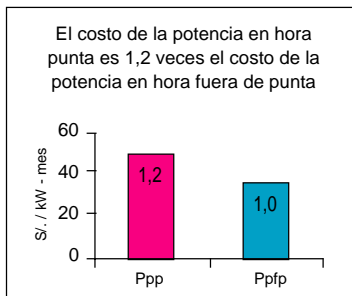
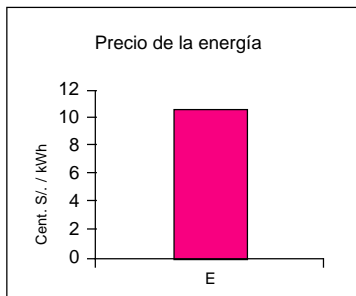
Opción tarifaria BT3



Fuente: CTE

Figura No. 4.6

Opción tarifaria BT4



Fuente: CTE

Además de la elección de estas opciones, el cliente puede decidir según cuál de las siguientes dos modalidades se realizará la facturación de la potencia requerida. Las dos modalidades existentes son:

Potencia contratada

Cada cliente puede solicitar a la empresa distribuidora que le garantice un nivel de potencia contratada máximo durante el año de vigencia de cada opción tarifaria. La responsabilidad de las empresas distribuidoras se limita a este nivel máximo contratado. El nivel de potencia contratada se factura en forma constante para todos los meses.

Alternativamente, el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de la máxima. En tal caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador, especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente.

Potencia variable

Según esta modalidad la potencia por facturar se determina como el promedio de las dos mayores demandas de los últimos doce

meses. Así, con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un período anual móvil.

IV.3. Análisis de sensibilidad

Tomando en cuenta las diferencias de costo de energía y potencia para diferentes opciones tarifarias se puede analizar hasta qué punto un cliente puede encontrar conveniente permanecer en una opción tarifaria determinada o trasladarse a otra. A continuación se presentan algunos ejercicios realizados para dicho fin.

Ejercicio No. 1

Precio medio de la energía en media tensión

Si se considera la relación que existe entre la energía consumida en horas punta y la consumida en horas fuera de punta, para cada nivel de esa relación es posible calcular el precio medio correspondiente a las tarifas MT2 o MT3 (ambas consideran doble medición de energía en horas punta y fuera de punta y, por ende, tienen los mismos cargos para cada una de dichas mediciones), por un lado, y para la tarifa MT4 (una sola medición de energía), por otro. En el caso de las tarifas MT2 o MT3, el precio medio ha sido obtenido como un precio ponderado por la participación de la energía en punta y fuera de punta sobre el total de energía consumida. En el caso de la opción MT4 el precio medio es equivalente al cargo por energía activa.

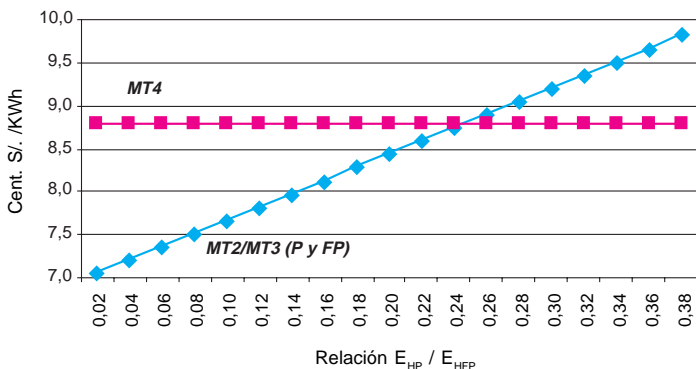
Los resultados de este ejercicio se muestran en la figura No. 4.7. Ahí se observa que un cliente puede estar indiferente entre las opciones MT2/MT3 y la MT4, si poco más del 20% de su consumo de energía lo realiza en horas punta (0,24). Sin embargo, si esa

cifra es mayor, es decir, si tiene un consumo intensivo de energía en horas punta, claramente la opción tarifaria que le conviene elegir es la MT4. Sólo en el caso de que el consumo en horas punta fuera inferior al 24% del total de energía consumida, al cliente le conviene optar por las tarifas MT2 o MT3. Ello se debe a que en ambas opciones el cargo por energía en horas punta más que duplica el cargo por energía en horas fuera de punta (ver figuras No. 4.1 y 4.2).

Figura No. 4.7

Energía - Precio medio tarifas binomias

Media tensión



Fuente: CTE

Ejercicio No. 2

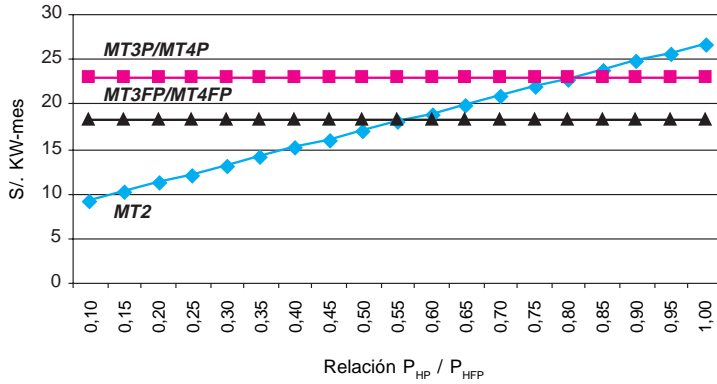
Precio medio de la potencia en media tensión

Un ejercicio similar al anterior se ha realizado para el caso de la potencia. No obstante, en este caso se ha distinguido entre la tarifa MT2 -doble medición de potencia-, la MT3 o MT4 para los clientes calificados en punta, y la MT3 o MT4 para los clientes calificados fuera de punta. Obsérvese que en los dos últimos casos los cargos para horas punta y horas fuera de punta, respectivamente, son los mismos en ambas opciones.

Figura No. 4.8

Potencia - Precio medio tarifas binomias

Media tensión



Fuente: CTE

Realizado el ejercicio, la figura No. 4.8 muestra que para aquellos clientes calificados como fuera de punta la opción MT2 resulta la mejor alternativa si su potencia en horas punta es menor al 55% de su máxima demanda leída, mientras que para los clientes calificados como en punta sólo es conveniente la tarifa MT2 si consume menos del 80% de la potencia en horas punta.

Ejercicio No. 3

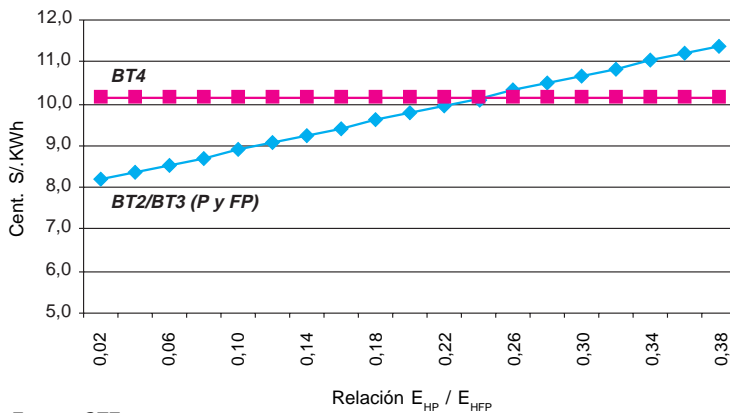
Precio medio de la energía y la potencia en baja tensión

Los precios medios de la energía y la potencia en baja tensión nos muestran un análisis similar realizado en los ejercicios previos. La tarifa BT2 “premia” -con un precio medio más bajo- a aquellos clientes que demandan una menor proporción de energía y potencia en horas punta.

Figura No. 4.9

Energía - Precio medio tarifas binomias

Baja tensión

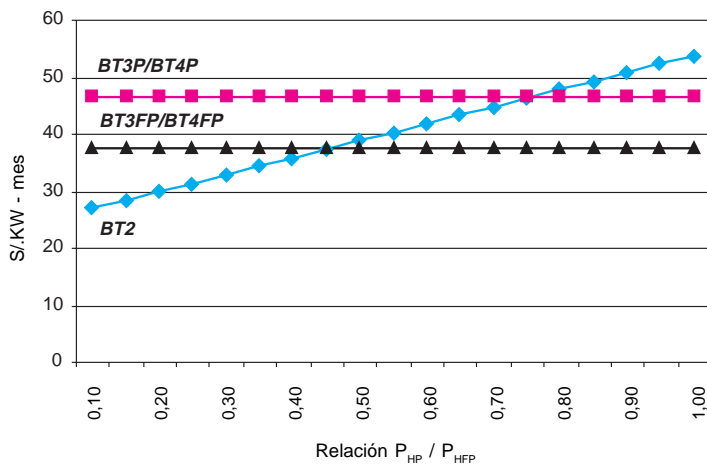


Fuente: CTE

Figura No. 4.10

Potencia - Precio medio tarifas binomias

Baja tensión



Fuente: CTE

IV.4. Selección de una opción tarifaria

Para la selección de una opción tarifaria, en primer lugar es necesario conocer las demandas de potencia y energía del cliente, así como su distribución dentro de los horarios de punta y fuera de punta. Ello es posible gracias a la Curva de Carga Típica con que cuenta cada cliente. De ella se puede obtener la estadística de consumo de potencia (demanda máxima) y de energía (energía efectivamente consumida) mensual. La opción a contratar con la empresa distribuidora es aquella que permite minimizar la facturación anual por compra de energía del cliente, a partir del pliego tarifario correspondiente.

Si bien es cierto que las opciones tarifarias están a disposición de cualquier tipo de clientes, el consumo industrial y comercial es el que puede obtener mayores beneficios del uso de estas opciones. En el caso del consumo residencial hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los clientes residenciales requieren invertir en medidores y/o transformadores para acceder a alguna otra opción distinta de la BT5 donde están naturalmente clasificados.
- Las demandas de los clientes residenciales son inferiores a los 20 KW, por lo que -como se verá más adelante en un ejemplo- no obtendrían ningún beneficio al cambiarse a una opción tarifaria distinta de la BT5.

De esta forma, al tratarse de clientes industriales y/o comerciales es posible establecer diez criterios básicos para la selección de la opción tarifaria más apropiada:

1. Conocer el proceso productivo, es decir, determinar cuál es la naturaleza de la actividad del cliente de tal forma de establecer la intensidad de su consumo de electricidad a lo largo del día.

Recuadro No. 4.1

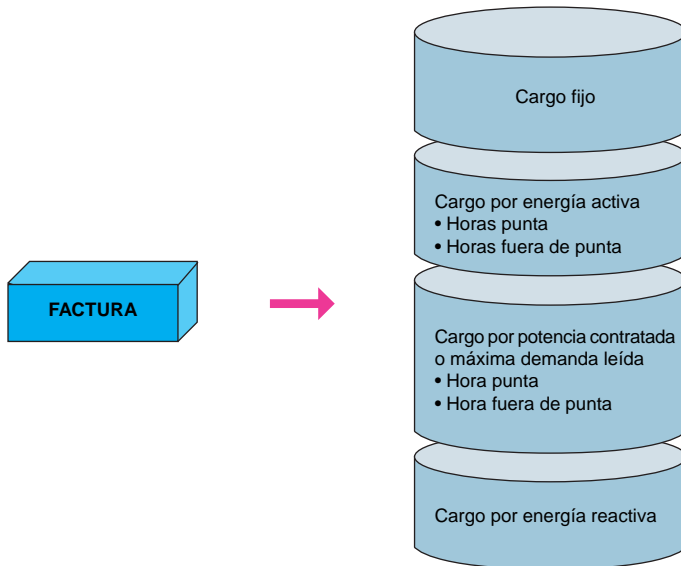
¿Qué es el pliego tarifario?

Los pliegos tarifarios son calculados por las empresas de electricidad en aplicación de las resoluciones tarifarias de la CTE, luego de que son fijados los precios y costos de la electricidad a nivel de generación, transmisión y distribución.

Es a partir de los pliegos tarifarios que se obtienen los parámetros básicos de la factura para los clientes finales, la cual muestra una composición como la que aparece en la figura No. 4.11.

Figura No. 4.11

Componentes de la factura



Fuente: CTE

2. Programar el funcionamiento de las máquinas y equipos que permita un uso eficaz de la potencia, con el fin de que la contratación de la misma no exceda la capacidad de uso del cliente.
3. Programar el proceso productivo de tal forma que el consumo entre las 18.00 p.m. y 23.00 p.m. sea mínimo.
4. Verificar que la opción tarifaria seleccionada sea la más económica.
5. La potencia contratada debe corresponder a la potencia máxima simultánea, es decir, a la máxima potencia utilizada por el cliente.
6. Evaluar su conexión en media tensión.
7. Evaluar la posibilidad de realizar contratos estacionales.
8. Evaluar la posibilidad de contar con más de un suministro cuando es posible identificar procesos totalmente independientes.
9. Evaluar la estadística de consumos.
10. Considerar otras alternativas de suministro para horas punta (grupo térmico).

IV.5. Ejemplos prácticos

Ejemplo 1.

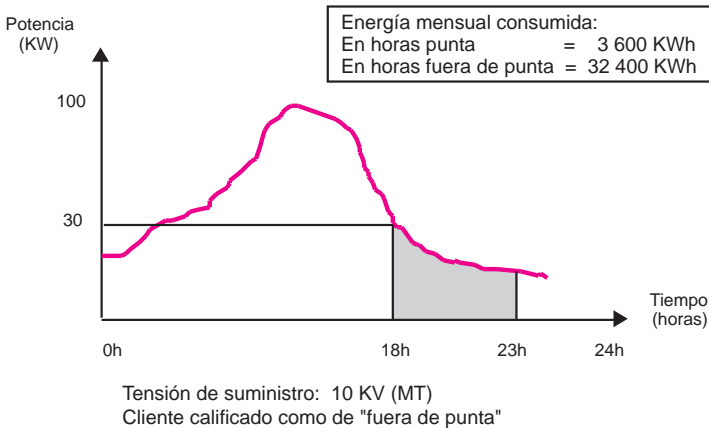
Selección correcta de opción tarifaria

Un cliente muestra un diagrama de carga típico como el de la figura No. 4.12. La energía que consume en horas punta es notablemente inferior a la que consume en horas fuera de punta, por lo que una opción tarifaria que “premie” su reducido consumo en horas punta minimizará su facturación. Este cliente puede ser una

empresa industrial cuyo consumo de electricidad es mayor en las horas del día y a partir de las 18.00 p.m. sólo la utiliza para cubrir requerimientos mínimos de iluminación general.

Figura No. 4.12

Diagrama de carga típico del cliente



Fuente: CTE

En este sentido, considerando que su tensión de suministro corresponde a MT, este cliente tiene tres alternativas de elección: MT2, MT3 con calificación fuera de punta y MT4 con calificación fuera de punta.

Para el cálculo de la facturación que recibirá el cliente con cada una de estas opciones, podemos establecer el pliego tarifario de una empresa distribuidora para MT. A partir del mismo, podemos calcular la facturación total en cada una de las opciones seleccionadas y comparar los resultados de los precios medios obtenidos.

Cuadro No. 4.2

Opción tarifaria del Ejemplo 1

Opción tarifaria	Facturación (S./mes)	Precio medio (ctvs. S./KWh)*
MT2	4 068	11,30
MT3 fuera de punta	4 583	12,73
MT4 fuera de punta	4 986	13,85

*El tipo de cambio utilizado es S/2,716 por dólar.

Fuente: CTE

Como se muestra en el cuadro No. 4.2, la opción tarifaria elegida por este cliente debería ser la MT2 en vista de que al realizar una doble medición de energía y doble medición de potencia, minimiza la facturación mensual por compra de energía o el menor precio medio de compra. La sobrefacturación puede llegar a ser del orden de 22,26% en el caso de elegir otra de las opciones planteadas.

Ejemplo 2.

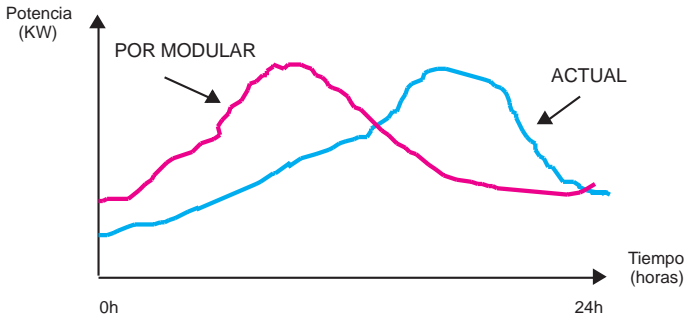
Modulación de la carga

Considérese a un cliente con un diagrama de carga como el mostrado en la figura No. 4.13 y señalado como “actual”. Si se le plantea la alternativa de modular su carga -sin cambiar de opción tarifaria- en la forma indicada como “por modular”, dejaría de ser un cliente “punta” para convertirse en un cliente “fuera de punta”. Este puede ser un cliente industrial que adecúa los turnos de trabajo en su fábrica o planta para utilizar menos energía en las horas punta.

De esta forma, podría obtenerse un ahorro económico por modulación de carga, considerando que este cliente cuenta con una tensión de suministro de BT.

Figura No. 4.13

Diagrama actual y modular del cliente



Fuente: CTE

De acuerdo con lo mostrado en el cuadro No. 4.4, en la situación actual este cliente usa un 60% de la energía en horas punta, mientras que, dado que el registro de potencia se produce en horas punta, el 100% de la misma es usado en ese período. Al modular su carga, el cliente pasa a usar sólo un 16% de energía en horas punta y, lo que es mejor, su registro de potencia en punta se reduce a 40%. El ahorro económico, entonces, dado el pliego tarifario utilizado indica que la variación en la facturación de este cliente como resultado de modular su consumo hacia el horario fuera de punta. La disminución del precio medio y de la facturación es del orden del 33,55%, utilizando la opción tarifaria BT2.

Cuadro No. 4.4

Ahorro económico por modulación de carga

Opción tarifaria	Energía horas punta	Energía fuera de punta	Potencia horas punta	Potencia fuera de punta	Factor de carga	Precio medio ctvs. S/. /kWh*
BT2	60%	40%	100%	100%	0,5	30,64
BT2	16%	84%	40%	100%	0,5	20,37

*El tipo de cambio utilizado es S/2,716 por dólar.

Fuente: CTE

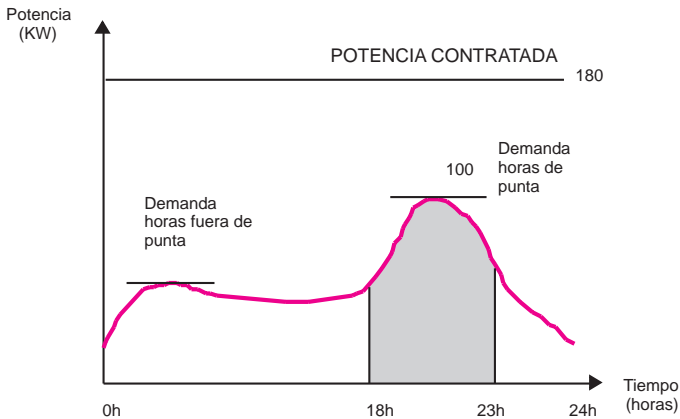
Ejemplo 3.

Incorrecta contratación de potencia

Un cliente muestra un caso crítico de contratación de potencia como el que se aprecia en la figura No. 4.14, dado que tiene una potencia contratada muy superior a su máxima demanda en horas de punta. Este caso ocurre algunas veces cuando el cliente no está seguro de cuál va a ser la expansión de mediano plazo de su planta, por lo que opta por contratar una potencia muy por encima de su máxima demanda en horas punta. El cliente debe tener en cuenta que tomar una potencia contratada sólo es beneficioso cuando se cuenta con un equipo de medición, en caso contrario contratar según la máxima demanda leída es más conveniente.

Figura No. 4.14

Caso crítico de contratación de potencia



Fuente: CTE

El cuadro No. 4.5 muestra que existe una sobrefacturación, de acuerdo con el pliego tarifario correspondiente para los próximos doce meses, ocasionada por la incorrecta contratación de potencia. En este caso, la sobrefacturación es del 40%.

Cuadro No. 4.5

Correcta contratación de la potencia

Opción tarifaria	Potencia contratada	Facturación S/. /mes	Precio medio ctvs. S/. /kW.h*
BT4 presente en punta	100 KW	9 226	20,50
BT4 presente en punta	180 KW	12 951	28,78

*El tipo de cambio utilizado es S/2,716 por dólar.

Fuente: CTE

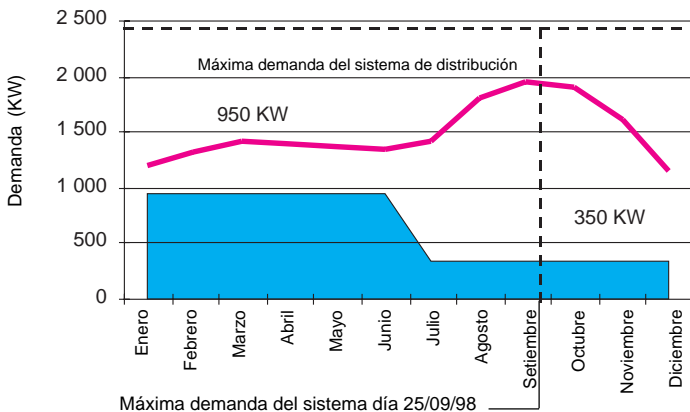
Ejemplo 4

Clientes estacionales

Un cliente estacional es aquel que puede definir sus potencias contratadas para la hora punta y fuera de punta en cada período estacional. Se puede considerar, entonces, un período estacional alto donde se presentan los mayores consumos del cliente y otro

Figura No. 4.15

Diagrama de carga de un cliente estacional



Fuente: CTE

bajo donde se incluye el resto de meses del año. Esta alternativa sólo es válida para las opciones MT2 y BT2.

El cuadro No. 4.6 nos muestra que con la opción clientes estacionales, el cliente identifica dos períodos de consumo claramente diferenciados -alto y bajo-. En cada uno de esos períodos la potencia por contratar del cliente distingue entre punta y fuera de punta. En cambio, en el caso de un cliente no estacional la potencia para los dos horarios se mide anualmente. Nótese que en el período estacional bajo la potencia en ambos horarios es mucho más reducida que en el período estacional alto.

Cuadro No. 4.6

Potencia a contratar en la opción MT2

Opción	Período	KW
<i>Cliente estacional</i>	<i>Período estacional alto (6 meses)</i>	
	Hora punta	600
	Hora fuera de punta	950
	<i>Período estacional bajo (6 meses)</i>	
	Hora punta	50
	Hora fuera de punta	350
<i>Cliente no estacional</i>	Período anual	
	Hora punta	600
	Hora fuera de punta	950

Fuente: CTE

En el cuadro No. 4.7 se hace el cálculo de la facturación para el consumo estacional y para el consumo no estacional. La comparación muestra que si un cliente es estacional, su facturación total de potencia en horas punta y fuera de punta puede ser significativamente menor, pues su ahorro llega a ser del orden del 136%.

Cuadro No. 4.7

Facturación anual en consumo estacional y no estacional

Opción	Período	Facturación mensual*	Facturación anual
Cliente estacional	Horas punta Período alto y bajo	50KWx26,66S/.KW-mes = S/.1 333	S/.15 996
	Horas fuera de punta Período alto y bajo	(950-50)KWx7,25S/.KW-mes = S/.6 525	S/.78 300
	TOTAL		S/.94 296
Cliente no estacional	Hora punta	600KWx26,66S/.KW-mes = S/.15 996	S/.191 952
	Hora fuera de punta	(950-600)KWx7,25S/.KW-mes = S/.2 537	S/.30 450
	TOTAL		S/.222 402

*El tipo de cambio utilizado es S/.2,716 por dólar.

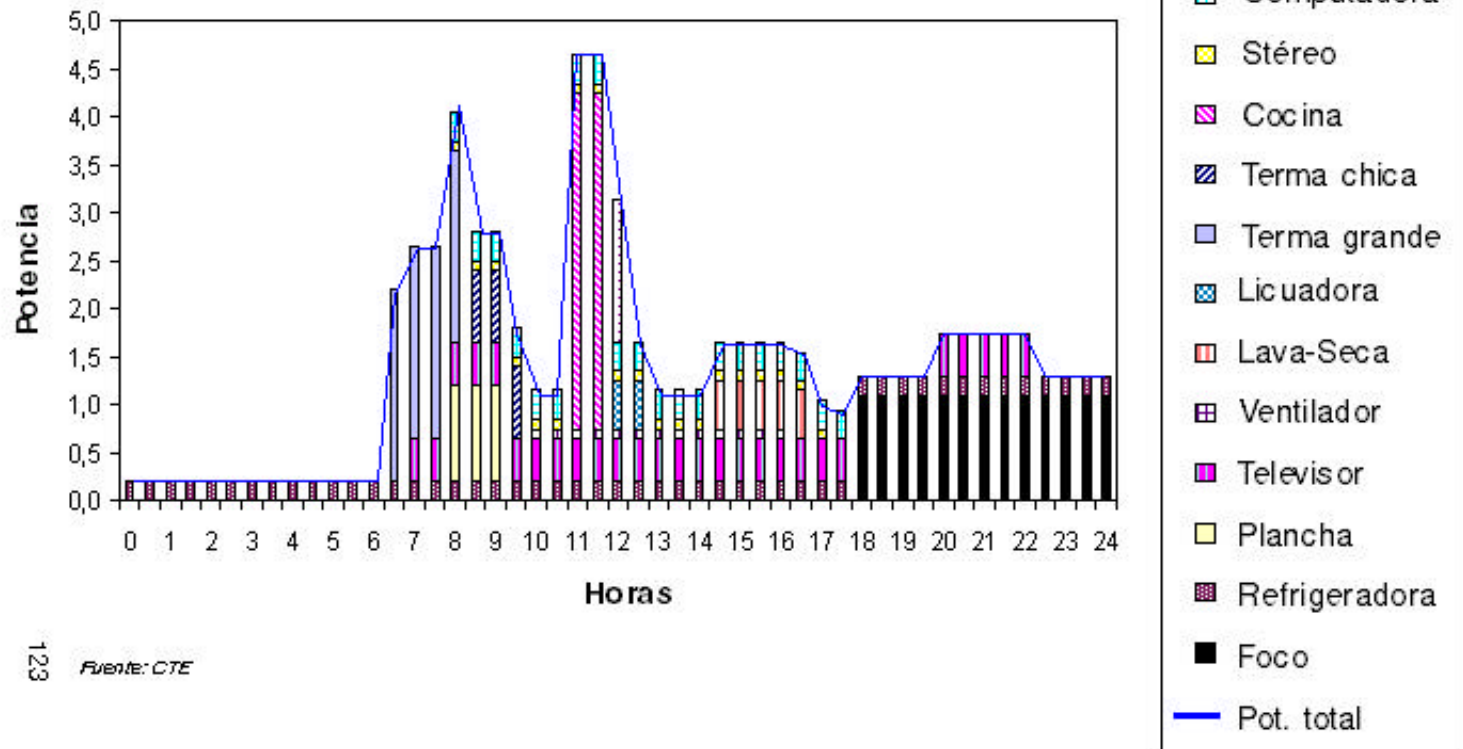
Fuente: CTE

Ejemplo 5**Consumo residencial**

Un cliente residencial muestra un diagrama de carga diario como el que se observa en la figura No. 4.16. En él se puede apreciar cuál es la potencia total utilizada en cada hora y cuál es el consumo de energía que realiza al utilizar algunos electrodomésticos y aparatos eléctricos convencionales en hogar. Como se muestra en dicha figura, este cliente residencial consume una mayor cantidad de energía eléctrica en horas fuera de punta. Su registro de consumo mensual se muestra en el cuadro No. 4.8.

Figura No. 4.16

Diagrama de carga diario de un cliente residencial



Cuadro No. 4.8

Registros de consumo mensual

Energía HFP	KWh	820,50
Energía HP	KWh	228,75
Total energía	KWh	1 049,25
Potencia media	KW	1,46
Potencia máxima HFP	KW	4,65
Potencia máxima HP	KW	1,75
Pmax	KW	4,65
Factor de carga		0,31
Número de días	día	30
Factor de calificación		0,33

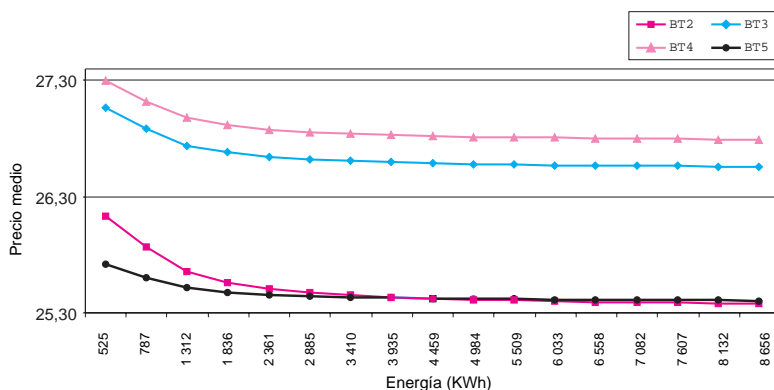
Fuente: CTE

Es posible calcular cuál es el precio medio para cada nivel de energía consumida, de acuerdo con diferentes opciones tarifarias en baja tensión con el fin de determinar si un cliente residen-

Figura No. 4.17

Comparación precios medios en el consumo residencial

(ctvs. S./KWh)



Fuente: CTE

cial puede elegir otra opción distinta de la tradicional “tarifa residencial” (BT5). Los resultados se presentan en la figura No. 4.17. Como ahí se observa, para este cliente residencial que consume al mes 1 049,25 KWh de energía la opción más conveniente sigue siendo la BT5. Sin embargo, si su consumo excediera los 3 410 KWh preferiría la opción BT2 por una pequeña diferencia.

Cabe destacar que opciones como BT3 o BT4 resultan en este caso inconvenientes para un cliente residencial en la medida que el precio medio que tendría que pagar en esas opciones sería mucho más alto que en el resto de opciones de baja tensión.

V.

**Costos y calidad del
servicio de electricidad**

V.1. Concesiones en el sector eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico establece las condiciones según las cuales se presta el servicio de electricidad. Ellas son parte importante del esquema de fijación tarifaria, en la medida que la calidad del servicio prestado a los usuarios finales depende no sólo de la gestión comercial de los operadores, sino de las inversiones que éstos realicen en la mejora de los suministros e instalaciones en general.

En este sentido, los concesionarios en todas las actividades del sector están sujetos al cumplimiento de un conjunto de obligaciones orientadas a asegurar el adecuado abastecimiento de electricidad a los clientes, en óptimas condiciones de calidad.

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas, los concesionarios de generación, transmisión y distribución tienen, entre otras, las siguientes obligaciones:

- Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión.
- Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.
- Aplicar los precios regulados que fije la CTE.
- Presentar información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores.

Particularmente en el caso de los distribuidores, sus obligaciones incluyen además:

- Dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor a un año y que tengan carácter de servicio público de electricidad.

- Tener contratos vigentes con empresas generadoras que garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo.
- Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de concesión.

De esta forma, los concesionarios deben cumplir ciertas obligaciones de tipo técnico y comercial que garanticen una adecuada provisión del servicio.

V.2. Condiciones de prestación del servicio público de electricidad

Conexión

La prestación del servicio público de electricidad está garantizada para todo usuario que lo solicite, debiendo cumplir con los requisitos y pagos establecidos por la ley y de acuerdo con las condiciones técnicas que rijan en su zona de concesión.

Para que un usuario obtenga un suministro de energía eléctrica, debe solicitarlo al concesionario y cubrir los costos de instalación, los cuales incluyen el equipo de medición y protección y su respectiva caja. La inversión realizada por el usuario quedará registrada a su favor, aunque deberá abonar al concesionario el costo de mantenimiento y un monto que permita su reposición en un plazo de 30 años.

De acuerdo con el marco legal del sector, el concesionario podrá exigir al usuario una contribución reembolsable para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega. El usuario podrá elegir la modalidad de esta contribución entre alguna de las siguientes opciones:

- Aportes de KW.
- Construcción de las obras de extensión por el solicitante.
- Financiamiento por el solicitante para ejecutar las obras requeridas.

Además, el usuario tendrá derecho a que se le reconozcan las contribuciones que realice mediante la entrega de acciones de la empresa, bonos u otras modalidades que garanticen la recuperación real de las mismas.

En el caso de electrificación de nuevas zonas urbanas habitadas dentro del área de concesión, los interesados ejecutarán las instalaciones eléctricas referentes a la red secundaria y alumbrado público, conforme al proyecto previamente aprobado y bajo la supervisión de la respectiva empresa concesionaria. El VNR será determinado por el concesionario en dos oportunidades: al aprobar el proyecto (VNR referencial) y al recepcionar la obra (VNR definitivo, que no debe superar en 10% el VNR referencial).

Las instalaciones pasarán a favor del concesionario, quien deberá reembolsar al interesado el monto correspondiente al VNR calculado para dichas instalaciones.

Interrupción del suministro

La Ley de Concesiones Eléctricas garantiza a los usuarios una compensación por los costos de interrupción del suministro de energía eléctrica según ciertas consideraciones.

Así, si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un período consecutivo mayor de cuatro horas, el concesionario compensará a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada, excepto en aquellas ocasiones que las interrupciones

sean ocasionadas por causas imputables al usuario afectado. La compensación se efectúa mediante un descuento en la facturación del usuario correspondiente al mes siguiente de producida la interrupción.

En el caso de producirse racionamiento de energía por déficit de generación eléctrica, los generadores asumirán la compensación a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada.

Sin embargo, los concesionarios pueden variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor. De esta forma, las compensaciones a los usuarios no consideran las interrupciones programadas y comunicadas a ellos y al organismo fiscalizador con 48 horas de anticipación.

De otro lado, como hemos visto en el Capítulo IV, el usuario no puede utilizar una demanda mayor a la contratada. Si supera su límite estará sujeto a la suspensión del servicio y al pago de las multas correspondientes.

Los concesionarios podrán efectuar el corte inmediato del servicio, sin necesidad de aviso previo al usuario ni intervención de las autoridades competentes, en los siguientes casos.

- Cuando estén pendientes de pago la facturación de dos meses o más por la prestación del servicio público de electricidad con los respectivos intereses y moras.
- Cuando se consuma energía eléctrica sin contar con la previa autorización de la empresa concesionaria o cuando se vulnere las condiciones de suministro.
- Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas, ya sea estando ellas bajo la administración de la empresa o instalaciones internas de propiedad del usuario.

De otro lado, en lo referente a interrupciones y/o perturbaciones, los propietarios de instalaciones de transmisión, redes de acceso libre u otras instalaciones complementarias de un sistema eléctrico son responsables ante sus clientes por el deterioro que la operación de sus instalaciones origina en la calidad de la electricidad del sistema. En este sentido, los suministradores son responsables por las compensaciones que estos últimos efectúen a terceras partes; compensaciones cuya causa probada sean estrictamente las interrupciones y la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Asimismo, la calidad del servicio eléctrico a clientes libres, sus límites de emisión de perturbaciones y las compensaciones a que hubiere lugar deben ser fijados por contrato. Los contratos de suministro de energía, para el mercado libre y para el mercado del servicio público de electricidad, deben incluir por norma condiciones que permitan al suministrador controlar las perturbaciones propias y aquellas que un cliente suyo pudiera introducir en el sistema y por las cuales el suministrador es responsable. Los contratos para la utilización de instalaciones de transmisión, transformación, distribución y/o compensación también deben incluir condiciones equivalentes. En todo caso, supletoriamente se aplican las especificaciones consideradas en la norma.

En caso de transferencias de energía, en condiciones de mala calidad, desde un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o entre integrantes de un COES, este comité está obligado a investigar e identificar a los miembros responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro y de garantizar las retribuciones respectivas a los suministradores afectados para resarcirlos de las compensaciones pagadas a sus clientes por faltas ajenas. Tratándose de casos en los que es difícil o imposible identificar a los responsables, todos los miembros del COES asumen la

responsabilidad solidariamente, a excepción de aquellos cuya intervención en la deficiencia sea manifiestamente imposible.

Errores en la facturación

El marco regulatorio también establece compensaciones por errores en la facturación por prestación del servicio de electricidad. Para ello, los usuarios podrán solicitar al concesionario la contrastación de los equipos de medición del suministro. Esta labor es de responsabilidad del Indecopi, que deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad. De acuerdo con las normas vigentes, el contrastador está obligado a contar con los equipos apropiados para efectuar los ensayos indicados en las normas técnicas respectivas y contar con el concurso de personal acreditado. La presencia del usuario y del concesionario en el momento de la contrastación será potestativa. La no participación de algunas de las partes no invalidará el procedimiento de contrastación.

De esta manera, cuando por falta de una adecuada medición o por errores en el proceso de facturación se considere importes distintos a los que efectivamente correspondan, los concesionarios procederán al recupero o al reintegro según sea el caso. En el primer caso, el monto por recuperar por el concesionario se calculará en base a la tarifa vigente a la fecha de detección y considerando un período máximo de doce meses anteriores a esta fecha. El recupero se efectuará en diez mensualidades iguales sin intereses ni moras.

Por su parte, el reintegro al usuario se efectuará, a su elección, mediante el descuento de unidades de energía en facturas posteriores o en efectivo en una sola oportunidad, considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizada el concesionario para el caso de deuda por consumo de energía.

Respecto al costo de la contrastación, ésta será asumida por el concesionario cuando se verifique que los equipos no se encuentran funcionando dentro del margen de precisión establecido. Si los resultados de la contrastación muestran lo contrario, el costo será asumido por el usuario.

Procedimiento de reclamos

Cuando los usuarios consideran que el servicio público de electricidad que reciben no cumple con los estándares de calidad previstos, podrán presentar sus reclamos a la empresa concesionaria. Si dentro del plazo máximo de 30 días calendario el concesionario no se pronuncia o soluciona el reclamo, el usuario puede acudir al Osinerg o a la autoridad que le represente en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, que también deberá pronunciarse en un plazo máximo de 30 días calendario de presentada la solicitud.

De esta manera, Osinerg y las entidades designadas deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica las infracciones que hayan cometido para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones.

Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, precalficadas por Osinerg.

Mejoras en las redes de distribución

Uno de los procedimientos llevados a cabo por las empresas de distribución eléctrica con el objetivo de mejorar la calidad de prestación del servicio público de electricidad ha sido el reemplazo de

Recuadro No. 5.1

¿Cómo reclamar?

El marco regulatorio del sector eléctrico garantiza a los usuarios del servicio público de electricidad protección efectiva de sus intereses económicos y calidad del servicio recibido, brindando mecanismos que permiten un trámite expeditivo para la solución de reclamos.

Los procedimientos de atención y solución de reclamos de usuarios se rigen por los principios de celeridad, simplicidad, eficacia, transparencia, no discriminación, responsabilidad y equidad. Son objeto de reclamo aspectos relacionados con la instalación, facturación, cobro, aplicación de tarifas y otras cuestiones vinculadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Los medios de prueba pueden ser instrumentos, inspecciones y pericias, y en general, cualquier medio idóneo que permita acreditar lo alegado. Para ello, el usuario puede valerse de entidades distintas al concesionario para contrastar los resultados de las investigaciones de la empresa concesionaria.

El concesionario es la primera instancia para la recepción de reclamos y recursos. En todas las dependencias del concesionario se informará a los usuarios sobre los requisitos del reclamo, oficina autorizada para recibirlo y otros aspectos relacionados con el procedimiento a seguir.

Recibido el reclamo, el órgano competente del concesionario tiene 30 días calendario para resolverlo, pudiendo declararlo fundado o infundado. Si dentro del plazo previsto el concesionario no se hubiese pronunciado sobre el reclamo, el usuario lo puede considerar denegado (Silencio Administrativo Negativo), o esperar el pronunciamiento expreso del concesionario. Si el concesionario expide una resolución, el usuario cuenta con diez días hábiles siguientes a la notificación para interponer los siguientes recursos:

(sigue en la pág. 137)

Recurso de Reconsideración.- Debe sustentarse con nueva prueba instrumental. Este recurso será resuelto por el concesionario en un plazo máximo de diez días.

Recurso de Apelación.- Debe sustentarse en diferente interpretación de las pruebas ofrecidas. El concesionario deberá declarar la inadmisibilidad o improcedencia dentro de los cinco días hábiles de recibido el recurso.

En caso de que el concesionario no se pronunciara sobre el reclamo planteado por el usuario, o que el pronunciamiento emitido no sea de su conformidad, el usuario podrá presentar su reclamo ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg), que realizará las investigaciones respectivas y tomará las medidas correctivas a que hubiere lugar.

En cualquier estado del procedimiento, el usuario y el concesionario podrán conciliar sobre el objeto del reclamo.

las redes subterráneas existentes por redes aéreas. No obstante, ambas alternativas son técnicamente factibles, pues con ellas se pueden obtener similares niveles de calidad en el suministro de electricidad. El Código Eléctrico Nacional y los códigos internacionales admiten el uso de ambos tipos de red. Asimismo, las señales económicas orientan su uso de acuerdo con el grado de utilización, densidad de carga y evaluación económica.

De realizarse la sustitución de redes, ésta debe efectuarse considerando las normas de distancias mínimas y condiciones de seguridad. A nivel internacional, la experiencia muestra que muchos países -desarrollados y en vías de desarrollo- emplean redes aéreas desde el siglo pasado.

Cuadro No. 5.1

Uso de redes de distribución aérea en Latinoamérica

(Porcentaje sobre el total de redes)

País	AT	MT	BT
Chile	97	92	95
Argentina	80	90	95
Perú	98	84	61

Fuente: CTE

En el caso de Lima, el pliego tarifario de noviembre de 1997 consideró que del total de la red de distribución existente, el 64% correspondía a redes aéreas y 36% a redes subterráneas.

De otro lado, tanto las redes aéreas como las subterráneas presentan ventajas y desventajas en su utilización, por lo que la elección de su uso podrá ser indistinta, siempre y cuando sirvan para prestar adecuadamente el servicio público de electricidad, de acuerdo con los requisitos que señalen el Código Nacional de Electricidad y otras normas técnicas.

Las principales características de las redes subterráneas y aéreas se presentan en los cuadros No. 5.2 y 5.3.

Características de redes subterráneas

Ventajas	Desventajas
<ol style="list-style-type: none">1. Desde el punto de vista arquitectónico, las calles están libres de conductores, pero no de los postes de alumbrado público.2. Aplicable en zonas de alto consumo y edificaciones verticales de desarrollo urbano en la etapa de madurez.3. Es adecuado para los lugares donde existen grandes cargas (industrias, comercio alto, centros comerciales, etc.)	<ol style="list-style-type: none">1. El aumento de capacidad de este sistema, como el reemplazo de conductores, es caro.2. El costo de instalación representa de 5 a 7 veces el costo de una red aérea convencional.3. Costo de mantenimiento mayor que las redes aéreas.4. Se requiere mayor equipamiento, tanto para la instalación como para el mantenimiento.5. Se requieren de mayores tiempos para la detección de fallas y reparación de los cables (mayor tiempo de interrupción del servicio).

Fuente: CTE

Características de redes aéreas

Ventajas	Desventajas
<ol style="list-style-type: none">1. La instalación, mantenimiento, operación y aumento de la capacidad de los sistemas aéreos son más económicos.2. Los incrementos de capacidad de los transformadores para la dotación de nuevos suministros son rápidos.3. Permite programas de mantenimiento preventivo a través de inspecciones de los componentes de la red, tales como conductores, aisladores, transformadores, postes, luminarias, etc.4. La detección de utilización clandestina de energía es fácil.5. La reposición del servicio es más rápida (la reparación de una red aérea es menos dificultosa que la reparación de una red subterránea).	<ol style="list-style-type: none">1. La red está expuesta a fallas potenciales causadas por choque de vehículos2. Exceso de redes (teléfono, cables, comunicaciones, red de BT y red de MT) afecta el aspecto estético de la zona urbana.

Fuente: CTE

Además de lo presentado en los cuadros previos, las redes aéreas poseen ventajas técnicas asociadas a la nueva tecnología de *redes compactas aisladas autosoportadas*:

- Menores costos de inversión.
- Mayor rapidez en la instalación de las redes.
- Menor índice de fallas.
- Redes con alta seguridad para los usuarios.
- Menor impacto medio ambiental.
- Dificil acceso a la red (evita robo de energía).

..... *Viene*

apropiada para el sostenimiento y crecimiento del sector eléctrico.

3. Las empresas privadas han realizado las inversiones necesarias y han tenido un retorno razonable de sus inversiones, dentro de los niveles previstos por la Ley de Concesiones Eléctricas.

4. Los usuarios del servicio público de electricidad eligen libremente la opción tarifaria que les conviene, de acuerdo a su estructura de consumo, a un nivel de precios que refleja el costo económico del servicio.

Estos aspectos de importancia son abordados con detalle en esta publicación de obligada lectura para los actores del mercado eléctrico.

Comisión de Tarifas Eléctricas

PUBLICACIONES REGULARES DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

- Memorias Institucionales
- Anuario Estadístico
- Boletín del Mercado Libre
- Informativo de la CTE
- Página Web

(<http://www.cte.org.pe>)

