

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA Y CIENCIAS SOCIALES**



**EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN LIMA METROPOLITANA**

**INFORME DE INGENIERÍA  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ECONOMISTA**

**ALCIDES MERAIAS CLAROS PACHECO  
PROMOCIÓN 1981-1**

**LIMA-PERÚ**

**1998**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA Y CIENCIAS SOCIALES**

**EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN LIMA METROPOLITANA**

**INFORME DE INGENIERÍA  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ECONOMISTA**

**ALCIDES MERAIAS CLAROS PACHECO**

**CÓDIGO 744159-I**

**PROMOCIÓN 1981-1**

**LIMA-PERÚ**

**1998**

A mis padres Juan y Claudia, por sus sacrificios.

A mis hermanas Eugenia, Avila, Gladys y Dina,  
por su constante apoyo espiritual y material.

A Gladys, por su amor, lealtad y comprensión.

A mis hijos, por dar un nuevo rumbo a mi vida.

## **CURRICULUM VITAE**

## I. CURRICULUM VITAE

### 1. DATOS PERSONALES

NOMBRE : ALCIDES MERAIAS CLAROS PACHECO  
FECHA DE NACIMIENTO : 22 de diciembre de 1954  
ESTADO CIVIL : Soltero  
LIBRETA ELECTORAL : N° 15612194  
PASAPORTE : N° 0404645  
DOMICILIO : Av. Marco Polo 1680, Urb. Fiori, Lima 31, Perú  
Teléfonos 428-4585, 948-6437  
CENTRO LABORAL : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
Dirección General de Electricidad  
Teléfono 475-3541

### 2. FORMACION ACADEMICA GENERAL

PRIMARIA : Escuela Primaria de Varones N° 446  
(1963-1968) "Luis Macnamara Mena"  
Huacho-Perú  
SECUNDARIA : G.U.E. "Luis Fabio Xammar"  
(1969-1973) Huacho-Perú  
SUPERIOR : UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
(1974-1981) Especialidad: Ingeniería Económica  
Lima-Perú  
GRADO ACADEMICO : Bachiller en Ingeniería Económica  
POST-GRADO : UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
(1994) Facultad de Economía  
Bogotá-Colombia  
TITULO DE SEGUNDA : Especialista en Evaluación Social de Proyectos  
ESPECIALIZACION

### 3. ESTUDIOS DE CAPACITACION

OPCION A - CENTRO COFIDE	:	Curso "Energía Renovable, Alternativa Empresarial y su Financiamiento" Lima, Abril 1997.
ORGANIZACION SISE	:	"Curso de Capacitación en Cultura Informática" Lima, Julio 1996.
ABACO	:	Cursos "Microsoft Word for Windows" y "Microsoft Excel for Windows" Lima, Octubre 1995-Febrero 1996.
IBM-MEM	:	"Curso de Capacitación en el uso del Flow Mark" Lima, Diciembre 1995.
COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU	:	Curso "Tarifas y Contratos de Suministro Eléctrico para Empresas". Lima, Setiembre 1995.
COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU-CONIMERA	:	XII Reunión del Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica Eléctrica y Ramas Afines Lima, Agosto 1995.
CENTRO DE CONSERVAC. DE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE-CENERGIA	:	Conferencia Internacional "Energía y Recursos Renovables como Elemento Estratégico de Desarrollo" Lima, Abril 1995.
CENTRO DE IDIOMAS WILLIAM SHAKESPEARE	:	Curso de Inglés Lima, Octubre 1993-Marzo 1994.
CENTRO DE CONSERVAC. DE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE-CENERGIA	:	Primer Curso Latinoamericano de Eficiencia Energética y Medio Ambiente. Lima, Noviembre-Diciembre 1993.
COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU	:	Seminario-Taller "Ley de Concesiones Eléctricas y Tarifas de Electricidad" Lima, Agosto de 1993.
ELECTROLIMA S.A.	:	Curso Intensivo sobre Manejo de Medidores Eléctricos Lima, Junio-Agosto de 1992.

- ELECTROCENTRO S.A. : Primer Congreso Internacional de Sistemas de Información en el Negocio Eléctrico  
Huánuco, Mayo 1992.
- ESCUELA SUPERIOR DE AD- : Curso de Administración por Objetivos y Toma de  
MINISTRACION PUBLICA- Decisiones  
ESAP Lima, Setiembre-October 1991.
- COLEGIO DE INGENIEROS : Fórum “Inversión Privada en el Sector Eléctrico  
DEL PERU Nacional”  
Lima, Setiembre 1991.
- ASOCIAC. DE INGENIEROS : Seminario “Crisis en el Subsector Eléctrico,  
DE ELECTROPERU S.A. Política Tarifaria”  
Lima, Febrero 1990.
- EFYASA : Curso de Computación “DBASE Inicial”  
Lima, Octubre 1988.
- COLEGIO DE INGENIEROS : Primer Congreso Nacional de Ingeniería Económica  
DEL PERU Lima, Octubre 1988.
- UNIVERSIDAD DE LOS : Seminario Internacional de Evaluación de  
ANDES - COLOMBIA Proyectos de Energía Eléctrica  
Bogotá, Febrero 1988.
- PONTIFICIA UNIVERSIDAD : Curso de Capacitación del Idioma Inglés  
CATOLICA DEL PERU Lima, Julio-Noviembre 1987.
- COLEGIO DE ECONOMISTAS : IX Congreso Nacional de Economistas: Perú,  
DEL PERU Y DE TACNA Realidad y Perspectivas  
Tacna, Octubre 1987.
- COLEGIO DE INGENIEROS : VIII Reunión del Congreso Nacional de Ingeniería  
DEL PERU-CONIMERA Mecánica Eléctrica y Ramas Afines  
Lima, Agosto 1986.
- ESCUELA SUPERIOR DE AD- : Curso de Post-Grado “Formulación y Evaluación de  
MINISTRACION PUBLICA- Proyectos de Inversión”  
ESAP Lima, Mayo-Julio 1986.
- ELECTROPERU S.A. : Conferencia “Comandos Utilitarios para el  
Desarrollo de Programas Fortran y Macro.  
Lima, Setiembre 1985.

- ELECTROLIMA S.A. : Seminario “Electrolima, Empresa Regional”  
Lima, Setiembre 1985.
- ELECTROPERU S.A. : Conferencia “Metodologías para la Formulación  
y Evaluación de Proyectos”  
Lima, Agosto 1985.
- ELECTROPERU S.A. : Conferencia “Las Herramientas de Cómputo en la  
Planificación de la Expansión de Generación  
Eléctrica”  
Lima, Agosto 1985.
- UNIVERSIDAD NACIONAL : Curso de Post-Grado en Economía Energética  
MAYOR DE SAN MARCOS Lima, Agosto-Diciembre 1984.
- ESCUELA SUPERIOR DE AD- : Seminario “Formulación y Evaluación de Proyectos  
MINISTRACION PUBLICA- de Inversión”  
ESAP Lima, Noviembre-Diciembre 1984.
- COLEGIO DE INGENIEROS : Fórum “Problemática y Desarrollo de la Sierra”  
DEL PERU Lima, Marzo 1984.
- MINISTERIO DE ENERGIA : Curso de Administración Presupuestaria para el  
Y MINAS Sector Público  
Lima, Julio 1983.
- UNIVERSIDAD NACIONAL : Curso de Inglés Técnico  
DE INGENIERIA Lima, Agosto-Diciembre 1981.
- CONSULTORIA Y NEGOCIA- : Seminario “Matemática Financiera Básica”  
CIONES-NECOAB Lima, Junio 1980.

#### **4. MERITOS**

1. Reconocimiento por la participación como Expositor del Seminario “Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento”.  
Pucallpa, Octubre 1995.



2. Felicitación por la participación en la “Prueba de Licenciamiento para Auditores-Inspectores”.  
Lima, Octubre 1995.
3. Diploma de Reconocimiento por Destacada Labor Profesional en el Ministerio de Energía y Minas durante el año 1992.  
Lima, Diciembre 1992
4. Diploma de Reconocimiento por Destacada Labor Profesional en el Ministerio de Energía y Minas durante el año 1989.  
Lima, Diciembre 1992

## 5. EXPERIENCIA PROFESIONAL

ENTIDAD : MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE LEONCIO PRADO  
Provincia de Huaura - Departamento de Lima

CARGOS : Regidor (Enero 1996 a la fecha)  
Inspector de Educación y Cultura  
Jefe de Proyectos

FUNCIONES : Planeación, desarrollo y control de las actividades culturales del Municipio.  
Fiscalización de los servicios educativos en el ámbito del Distrito.  
Elaboración y evaluación del presupuesto del Municipio.  
Planeación, desarrollo y control de los proyectos agrícolas, eléctricas, de servicios sociales, etc. a cargo del Municipio.  
Coordinación de las actividades de Defensa Civil.  
Representación del Municipio en el Concejo Provincial de Huaura y otras entidades gubernamentales.

ENTIDAD : EMPRESA CONSULTORA “OPCION A”

CARGO : Consultor de Proyectos  
(Febrero 1996 a la fecha)

FUNCIONES : Análisis de la Estructura de Inversiones y Financiamiento.  
Análisis de la Estructura de Ingresos y Costos.  
Elaboración de Estudios de Mercado.  
Elaboración de los Estados Financieros proyectados.  
Cálculo de Indicadores Económicos-Financieros.  
Análisis de sensibilidad de los Proyectos.

ENTIDAD : DIRECCION REGIONAL DE ENERGIA Y MINAS DE LA REGION UCAYALI

CARGO : Expositor del Seminario "Ley de Concesiones Eléctricas" (Octubre 1995)

FUNCIONES : Inauguración del Seminario.  
Desarrollo del Tema: Políticas del Sector Eléctrico.  
Desarrollo del Tema: Tarifas y Proceso de Facturación.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima

CARGO : Economista II  
(Enero 1995 a la fecha)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Fiscalización Eléctrica

FUNCIONES : Asesoría a la Dirección en temas económicos y financieros.  
Análisis de costos y tarifas de energía eléctrica.  
Fiscalización del servicio público de electricidad.  
Atención de reclamos de usuarios y empresas eléctricas  
Evaluación del proceso de fiscalización por terceros en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; seguridad e higiene ocupacional y conservación del medio ambiente correspondiente al Sub-Sector Eléctrico.  
Participación en comisiones técnico-normativas en representación de la Dirección.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima

CARGO : Economista II  
Jefe (e) de la Dirección de Fiscalización Eléctrica  
(Junio 1992 a Febrero 1994)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Fiscalización Eléctrica

FUNCIONES : Planeación, dirección y control de las actividades de la Dirección de Fiscalización Eléctrica.  
Asesoría a la Dirección General de Electricidad en temas económicos y financieros.  
Análisis de costos y tarifas de energía eléctrica.

Fiscalización del servicio público de electricidad.  
 Aprobación de liquidaciones de obras eléctricas.  
 Autorización de empresas autoproductoras de electricidad.  
 Autorización de imposición de servidumbres en electricidad.  
 Atención de reclamos de los usuarios y empresas eléctricas.  
 Implementación del proceso de fiscalización por terceros en las actividades de generación, transmisión, distribución, seguridad e higiene ocupacional y medio ambiente del Sub-Sector Eléctrico.  
 Participación en comisiones técnico-normativas en representación de la Dirección General de Electricidad.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima

CARGO : Sub-Director  
(Julio 1990 a Mayo 1992)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Fiscalización Eléctrica

FUNCIONES : Planeación, dirección y control de las actividades de la División de Fiscalización Económica.  
Asesoría de la Dirección de Fiscalización Eléctrica y Dirección General de Electricidad en temas económicos y financieros.  
Participación en comisiones técnicas en representación de la Dirección de Fiscalización Eléctrica y/o Dirección General de Electricidad.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima

CARGO : Economista I  
(Diciembre 1989 a Junio 1990)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Fiscalización Eléctrica

FUNCIONES : Liquidación económico-financiera de obras eléctricas.  
Evaluación de estudios definitivos de obras eléctricas.  
Evaluación de contratos de préstamo entre las empresas eléctricas y entidades nacionales e internacionales.  
Evaluación de contratos de servicios técnicos prestados por empresas peruanas y extranjeras.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS -Lima

CARGO : Especialista en Finanzas II  
(Diciembre 1985 a Diciembre 1989)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Fiscalización Eléctrica

FUNCIONES : Fiscalización del desarrollo de proyectos del sistema de distribución y transmisión a nivel de estudio definitivo.  
Liquidación económico-contable de obras de distribución y transmisión de energía eléctrica.  
Evaluación de la gestión empresarial de las empresas de servicio público de electricidad.  
Análisis y control de recursos financieros operativos de las empresas de servicio público de electricidad.  
Fiscalización del Programa de Inversiones efectuados con los fondos especiales de financiación.  
Inspección in situ de la gestión, operación e inversiones realizadas por las empresas de electricidad.

ENTIDAD : INSTITUTO PERUANO DE ACCION Y DESARROLLO EDUCATIVO - Huacho

CARGO : Expositor del Curso "Evaluación de Proyectos"  
(Diciembre 1989)

OFICINA : Departamento de Economía-Area de Post-Grado

FUNCIONES : Elaboración del temario de la exposición.  
Exposición del curso de Post-Grado de Evaluación de proyectos de Inversión.

ENTIDAD : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS -Lima

CARGO : Economista  
(Enero a Noviembre 1985)

OFICINA : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Desarrollo Eléctrico

- FUNCIONES** : Formulación y evaluación del presupuesto de la División de Pequeños Sistemas Eléctricos Urbanos y Rurales.  
Evaluación económica y financiera de proyectos de inversión en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.  
Revisión del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica y Programas Anuales de Electrificación Rural.  
Análisis del Plan Maestro de Electricidad.  
Análisis del desarrollo de la energía tradicional y fuentes no convencionales.
- ENTIDAD** : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima
- CARGO** : Analista Económico  
(Abril 1983 a Diciembre 1984)
- OFICINA** : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Desarrollo Eléctrico
- FUNCIONES** : Evaluación del presupuesto y calendario de compromisos del Estudio de Electrificación Rural.  
Estudio de mercado eléctrico de estudios de factibilidad de proyectos de inversión eléctrica.  
Análisis de costos y presupuestos de estudios de factibilidad de proyectos de inversión eléctrica.  
Evaluación económica, financiera y social de estudios de factibilidad de proyectos de inversión eléctrica.  
Viajes de evaluación de la situación de los servicios eléctricos por departamentos
- ENTIDAD** : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - Lima
- CARGO** : Asistente en Planificación  
(Octubre 1982 a Marzo 1983)
- OFICINA** : Dirección General de Electricidad  
Dirección de Desarrollo Eléctrico
- FUNCIONES** : Informes sobre la problemática eléctrica por departamentos.  
Evaluación del presupuesto del Estudio de Electrificación Rural.  
Informes sobre Planificación regional eléctrica.  
Pronósticos de mercado eléctrico para estudios preliminares de electrificación rural.

ENTIDAD : ESCUELA TECNOLÓGICA DE ADMINISTRACION  
ETA - Lima

CARGO : Docente  
(Octubre a Noviembre 1982)

OFICINA : Departamento de Economía

FUNCIONES : Elaboración del Programa de los Cursos de Economía  
General y Estadística  
Dictado y Evaluación del Curso de Economía General  
Dictado y Evaluación del Curso de Estadística

## II. RELACION DE TRABAJOS TÉCNICOS REALIZADOS

1. El Costo de la Energía Eléctrica en Lima Metropolitana. (Julio 1996).
2. Evaluación Económico-Financiera de los Proyectos "Repotenciación de la Empresa VEGATRONIC S.A." y "Ampliación Servicios de Impresión KLAUER S.A." (Febrero-Marzo 1996).
3. Evaluación y Perspectivas del Sector Eléctrico Nacional (Mayo 1995).
4. Proyecto "Ampliación de la Planta de Producción de Pinturas y Solventes de la Empresa Chemical Minig S.A.-CHEMISA" (Noviembre 1995).
5. Impacto Económico de la Masificación del Consumo de Gas en Colombia, Bogotá-Colombia (Diciembre 1994).
6. Guía de Fiscalización del Sub-Sector Eléctrico Año 1994 (Noviembre 1993).
7. Informes Técnico-Económicos sobre Proceso de Facturación y Aplicación de Tarifas Eléctricas (Agosto-Noviembre 1993).
8. Escala de Multas y Penalidades en el Sector Eléctrico (Marzo 1993).
9. Liquidación Económica y Aprobación de Proyecto de las Obras de Distribución Primaria P.J. UPIS Liberación Social y Urbanizaciones San Vicente, Santa María, Monserrate y La Libertad. (Octubre 1992)
10. Evaluación Económico-Financiera del Proyecto "Central Termoeléctrica de Emergencia de Lima para el Sistema Interconectado Centro-Norte" (Feb 1992).

11. Análisis de la Tasa de Interés Aplicada en Deudas por Consumo de Energía Eléctrica (Enero 1992).
12. Presupuesto Operativo de la Comisión de Tarifas Eléctricas Años 1992, 1991 y 1990. (Diciembre de Año Anterior)
13. Situación Económica-financiera de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad ELECTROCENTRO S.A., ELECTRONORTE S.A. y ELECTRONOR OESTE S.A. en el Ejercicio 1990. (Agosto-October 1991).
14. Liquidación Económica del Proyecto “Línea de Transmisión Independencia-San Juan y Subestaciones 220 KV” y de las Obras de Ampliación Eléctrica “Subestaciones Barsi, Ñaña, Balnearios y Chavarría”. (Mayo, Octubre 1991)
15. Liquidación Económica de las Obras de Distribución Primaria Urb. Los Cedros y AA.HH. Alto Moche, Jerusalén y Miguel Grau de Trujillo (Julio 1990).
16. Contratos de Servicios Técnicos para Compra de Planta Termoeléctrica; Reparación de 15 Cámaras de Combustión; Estudios de Ingeniería del Proyecto Embalse Yuracmayo; y Provisión de Grupos Electrógenos a Centrales Térmicas de Piura, Tumbes, Lambayeque, Amazonas y Cajamarca (Mayo-October 1989).
17. Situación Económica-financiera de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio HIDRANDINA S.A., ELECTRONORTE S.A., ELECTROCENTRO S.A. Y ELECTROSURESTE S.A. en el Ejercicio 1987. (October-Noviembre 1988)
18. Determinación de Costos Unitarios de Obras de Distribución Primaria para la actualización de Índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones (Enero 1988).
19. Contratos de Servicios Técnicos para Reparación Grupos C.T. Iquitos, C.T. Chimbote y C.T. Chilina; Red 60 kV; Turbo Generador 20 MW C.T. Piura; Proyecto C.H. Mantaro I-III Etapa-Restitución; Reparación Grupos 2 y 6 C.H. Mantaro y Reparación Transformador 60 MVA Socabaya. (Abril-Dic. 1987)
20. Evaluación de la Empresa Regional HIDRANDINA S.A. sobre Denuncias por Irregularidades (Julio 1987)
21. Proyectos de Redes de Distribución Primaria San Miguel, Huarcocondo, Zurite y Urquillos en Cusco; Poroto-Simbal y El Trópico en Trujillo; Chulucanas y Morropón-Buenos Aires en Piura; Pampas, Daniel Hernández, Huaycha y Acraquia en Huancavelica y 24 AA.HH. en Pucallpa (Marzo-Mayo1987)
22. Evaluación Económica de los Proyectos: CC. HH. Ocongate y Echarate en Cuzco; CC. HH. Laramate, Pauza y Huancasancos en Ayacucho; CC. HH. Cotahuasi, Caravelí y Camaná en Arequipa; CC. HH. Namora, San Marcos y Cajabamba en Cajamarca; C.H. Chongos Alto en Junín (Enero-Mayo 1986).

23. Examen Especial sobre el Tributo Decreto Legislativo 163 (Diciembre 1985).
24. Situación del Programa de Rehabilitación y Reconstrucción del Sistema Eléctrico en los Departamentos de Piura y Tumbes (Setiembre 1985).
25. Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica (Junio 1985).
26. Actualización de Indices de Electrificación del Perú por Departamentos (Julio 1984).
27. Situación Eléctrica de las Localidades de Huampará, Quinches, Huañec, Malleurán, Huacta, San Joaquín, Cochabamba y Quirocay (Abril 1984).
28. Metodología para la Evaluación Económica y Financiera de Proyectos de Electrificación Rural (1984).
29. Estudio de Factibilidad “Central Hidroeléctrica Pincopata, Microregión Mollepata-Cuzco”. (Setiembre 1983).

### **III. RESUMEN DE TRABAJOS TECNICOS**

#### **1. El Costo de la Energía Eléctrica en Lima Metropolitana**

##### **OBJETIVOS**

Conocer las opciones tarifarias y el proceso de facturación aplicadas en Lima Metropolitana para el consumo de energía eléctrica.

Conocer el costo de la energía eléctrica y su implicancia en las actividades económicas de Lima Metropolitana.

##### **METODOLOGIA**

El trabajo tiene un carácter analítico y crítico de la situación eléctrica en Lima Metropolitana, manifestada en las tarifas que se aplican al consumo de energía eléctrica.

##### **ASPECTOS IMPORTANTES**

Resumen de todas las tarifas de energía eléctrica aplicadas en el mercado regulado de energía eléctrica.

Características de la situación de los servicios eléctricos en Lima Metropolitana.



Funciones importantes de los organismos normativos y reguladores respecto a las tarifas de energía eléctrica.

Procedimiento de facturación por opciones tarifarias o tipos de tarifas de energía eléctrica.

## CONCLUSIONES

El costo de la energía eléctrica en Lima Metropolitana es muy elevado.

Los servicios eléctricos en Lima Metropolitana son deficientes en calidad y en cantidad.

El proceso de facturación del consumo de energía eléctrica en Lima Metropolitana adolece de muchos errores.

## RECOMENDACIONES

Realizar una fiscalización profunda y completa de la aplicación de las tarifas de energía eléctrica y de la calidad del servicio.

Mejorar y ampliar el área de cobertura de los servicios de energía eléctrica en Lima Metropolitana.

Corregir las deficiencias del proceso de facturación.

## **2. Evaluación Económico-financiera de los Proyectos “Repotenciación de la Empresa VEGATRONIC S.A.” y “Servicios de Impresión KLAUER S.A.”**

### OBJETIVOS

Determinar la rentabilidad de la Repotenciación de la Planta de Producción de la Empresa VEGATRONIC S.A.

Determinar la rentabilidad de la instalación de una unidad de servicios de impresión a cargo de la empresa KLAUER S.A.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en el campo, recopilando la información y en el gabinete procesando la información recopilada.

### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes de la empresa.

Estudio de mercado para determinar la demanda del producto.

Estructura de costos y de inversiones.

Determinación de costos unitarios y precio de venta.

Determinación de los ingresos y egresos del proyecto.

Elaboración de estados financieros y evaluación financiera.

## CONCLUSIONES

La empresa tiene una estructura de costos distorsionada, especialmente en gastos administrativos.

El mercado de balanzas y servicios de impresión en el mercado local tiene un margen de demanda insatisfecha.

La repotenciación de las empresas en la línea de producción del proyecto es rentable.

## RECOMENDACIONES

Reestructurar los costos y gastos administrativos.

Mejorar la calidad del producto y sincerar los precios de venta.

Buscar nuevos mercados para la venta de los productos.

### **3. Evaluación y Perspectivas del Sector Eléctrico Nacional.**

#### OBJETIVOS

Analizar el sistema eléctrico nacional actual, dentro del mercado de libre competencia.

Evaluar las alternativas de inversión privada en el sector eléctrico.

Determinar las perspectivas de desarrollo del sector eléctrico.

#### METODOLOGIA

El trabajo tiene un aspecto descriptivo de la situación del sector eléctrico, un aspecto evaluativo de la actividad eléctrica y un aspecto crítico del entorno en que se desarrolla el sector eléctrico.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes del sector eléctrico nacional, proceso y sistema eléctrico.

Evaluación del sector eléctrico: mercado, precios, proceso de privatización, indicadores y evaluación económica-financiera.

Perspectivas de desarrollo del sector eléctrico: gestión de energía eléctrica, potencial y proyectos eléctricos.

## CONCLUSIONES

El sector eléctrico está en un proceso de transición de lo estatal y atrasado a lo privado y competitivo.

El coeficiente de electrificación nacional está en constante incremento.

El proceso de privatización está elevando la calidad del servicio de energía eléctrica.

El desarrollo del sector eléctrico depende de la gestión adecuada y oportuna.

## RECOMENDACIONES

Las empresa eléctricas privatizadas deben tener un nivel de participación nacional.

Los proyectos de generación eléctrica deben tener prioridad en las inversiones.

El sistema eléctrico nacional debe tener la seguridad garantizada.

#### **4. Proyecto “Ampliación de la Capacidad Instalada de la Planta de Producción de Pinturas y Solventes de la Empresa Chemical Minig S.A. CHEMISA”**

### OBJETIVO

Determinar la rentabilidad de la Ampliación de la Capacidad Instalada de la Planta de Producción de Pinturas y Solventes.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrollo en el campo y en el gabinete, recopilando y procesando la información, respectivamente.

### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes del proyecto y justificación de la inversión.

Estudio de mercado local, regional y nacional.

Ingeniería del proyecto: proceso de elaboración de pinturas.

Inversión y financiamiento.

Presupuesto de ingresos y egresos: Estructura de costos.

Elaboración de estados financieros proyectados.

Análisis de rentabilidad y sensibilidad.

## CONCLUSIONES

El mercado de pinturas y solventes en el mercado local tiene un margen de demanda insatisfecha.

La ampliación de la capacidad instalada de la planta de pinturas y solventes es rentable.

## RECOMENDACIONES

Proceder la ampliación de la planta de pinturas y solventes.

Mejorar y estandarizar la calidad del producto.

Introducir el producto en mercados regionales y nacionales.

## **5. Impacto Económico de la Masificación del Consumo de Gas en Colombia**

### OBJETIVO

Determinar la rentabilidad para Colombia del Proyecto de Masificación del Gas determinando la mejor de las cuatro alternativas de oferta de gas natural.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló a base de la información existente sobre el Plan Gas de Colombia, en el que se identificó las alternativas más adecuadas para los fines del trabajo, utilizando luego el enfoque “utilidad” y enfoque “costo” para determinar el impacto económico de la masificación del consumo de gas natural. Finalmente se utilizó el método de insumo-producto para determinar el impacto en el sector productivo.

### ASPECTOS IMPORTANTES

Definición del problema.

Tendencias históricas de producción, consumo y reservas energéticas en Colombia Años 1974-1993.

Estimaciones de demanda de gas natural.

Pronóstico de energéticos sustituidos.

Inversiones y financiamiento del proyecto.

Identificación y valoración de costos y beneficios.

Evaluación económica (nacional) y evaluación regional (Bogotá).

## CONCLUSIONES

La problemática energética de Colombia se caracteriza por una inadecuada estructura de precios que genera subsidios a los consumidores, principalmente en el sector residencial.

El gas en el mercado energético colombiano es económicamente competitivo para la región Bogotá y el país, especialmente para los sectores residencial y transportes, así como para plantas eléctricas de ciclo combinado, pero necesita de una política de precios que lo incentive.

La evaluación económica indica que los efectos en el sector productivo son positivos, porque tendrán beneficios mediante eslabonamientos en producción, consumo y tributario, así como efectos indirectos de la demanda a través del efecto multiplicador.

## RECOMENDACIONES

Ejecutar la alternativa del Subsistema de Gasoducto Centro del Plan Gas.

Establecer una política de precios de energéticos realista que incentive al sector productivo.

Introducir el Gas en el sector energético de Colombia.

## 6. **Guía de Fiscalización del Sub Sector Eléctrico para el Año 1994.**

### OBJETIVOS

Orientar a las Empresas de Auditoría e Inspectoría calificadas para desarrollar el proceso de fiscalización del Sub-Sector Eléctrico en el año 1994, sobre el cuestionario, los indicadores de calidad del servicio, encuestas a los clientes e instrucciones para la elaboración de los informes finales.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrollo en dos etapas: la primera a cargo de una empresa especializada en asesoría eléctrica que presentó un borrador; la segunda un trabajo de gabinete para elaborar el documento final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Instrucciones al Auditor para el Cuestionario.

Cuestionario de Fiscalización.

Sistema de Indicadores de Evaluación y Técnicos de Gestión.

Instrucciones al entrevistador/entrevistado y supervisor para la encuesta.

Encuesta para Clientes.

Sistema de Tabulación y codificación de Encuestas.

Marcos muestrales para las encuestas de clientes de cada concesionario.

Instrucciones sobre la estructura de los Informes finales de los Auditores.

## CONCLUSIONES

La Guía de Fiscalización permite que las empresas de auditoría e inspectoría actúen de un modo uniforme en el proceso de fiscalización.

Las encuestas a los clientes permite determinar la calidad del servicio eléctrico que prestan los concesionarios de electricidad.

## RECOMENDACIONES

Permitir que la Guía de Fiscalización llegue a todos los actores del proceso de fiscalización.

Exigir el cumplimiento de la presente Guía en lo que corresponde para lograr las metas de fiscalización en el año 1994.

## **7. Informes Técnico-Económico sobre Proceso de Facturación y Aplicación de Tarifas Eléctricas**

### OBJETIVOS

Verificar “in situ” el proceso de facturación y aplicación de tarifas, así como la contrastación del medidor de energía eléctrica con participación de personal de las empresas concesionarias.

Solucionar los reclamos presentados por los usuarios del servicio público de electricidad referentes a facturaciones y tarifas incorrectas aplicadas a sus suministros de energía eléctrica.

#### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en el campo para realizar las verificaciones del proceso de facturación y pruebas de los medidores; luego en el gabinete para elaborar el documento final.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes y datos generales del suministro.

Análisis del reclamo en base a los Récorde de consumo, solicitudes de servicio (inspecciones) y valorizaciones realizadas por la empresa concesionaria..

Contrastación del medidor de energía eléctrica y registro de estados de lectura.

Proyecto de Resolución Directoral solucionando el reclamo.

#### CONCLUSIONES

El reclamo es procedente o improcedente de acuerdo a la Ley General de Electricidad, Ley de Concesiones Eléctricas, Resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, Normas Técnicas y /o otros dispositivos que corresponda.

La empresa concesionaria recupera o reintegra lo cobrado debida o indebidamente.

#### RECOMENDACION

Aprobar la Resolución Directoral que soluciona el reclamo.

### **8. Elaboración de la Escala de Multas y Penalidades en el Sector Eléctrico**

#### OBJETIVOS

Elaborar el proyecto de Resolución Ministerial con sus respectivos Anexos sobre la Escala de Multas y Penalidades aplicables a los concesionarios, entidades y personas que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; usuarios del servicio de energía eléctrica y Empresas de Auditoría e Inspectoría que desarrollan la fiscalización de las actividades mineroenergéticas.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló íntegramente en el gabinete. En una primera fase se analizó la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, Ley de Fiscalización por Terceros, Decreto Ley N° 25763 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 012-93-EM y demás Directivas, Normas y Resoluciones de la Dirección General de Electricidad; en una segunda fase se elaboró el documento, el cual fue revisado en coordinación con el Director de Fiscalización Eléctrica y la Asesora Legal de la Dirección General.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Proyecto de Resolución Ministerial que aprueba la Escala de Multas.

Infracciones de concesionarios, entidades y/o personas con el monto de multas.

Infracciones de usuarios de servicio público de electricidad y monto de multas.

Infracciones de las empresas de auditoría e inspección con el monto de multas.

Parámetros de cálculo y mecanismos de imposición y pago de las multas.

## CONCLUSIONES

El monto de la multa impuestas a los infractores se aplica en energía (kWh) y de acuerdo a la gravedad del caso.

El monto en moneda nacional se calcula con el precio medio de la tarifa monomía de baja tensión a usuario final vigente en la Capital de la República.

## RECOMENDACION

Aprobar la Escala de Multas y Penalidades y Expedir la Resolución Ministerial.

- 9. Liquidación Económica y Aprobación de los Proyectos de Distribución Primaria P.J. UPIS Liberación Social y Urbanizaciones San Vicente, Santa María, Monserrate y La Libertad de Trujillo**

## OBJETIVOS

Liquidación económica de las obras de Distribución Primaria P.J. UPIS Liberación Social y Urb. San Vicente, Urb. Santa María, Urb. Monserrate y Urb. La Libertad de Trujillo.



Aprobación en vías de regularización de los proyectos correspondiente a las obras de Distribución Primaria de las localidades señaladas

#### METODOLOGIA

El trabajo de análisis de la información proporcionada por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad HIDRANDINA S.A. se desarrolló en el gabinete, elaborando el informe final y el proyecto de Resolución Directoral.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes de los Proyectos.

Descripción y financiamiento de las obras.

Análisis del Presupuesto Base, Contrato de Obra, Acta de Recepción Definitiva de Obras, Inventario valorizado, etc.

Proceso de Ejecución de Obras: empresa contratista y sub-contratistas.

Costo final de las obras y revaluaciones.

#### CONCLUSIONES

Es procedente la aprobación de la liquidación económica de las obras, según la Ley General de Electricidad.

Es procedente la aprobación del proyecto en vías de regularización, en aplicación de las Normas Técnicas y la Ley General de Electricidad.

#### RECOMENDACION

Aprobar la liquidación económica de las obras y autorizar su puesta en servicio.

Aprobar en vías de regularización el proyecto correspondiente.

### **10. Evaluación Económico-Financiera del Proyecto “Central Termoeléctrica de Emergencia de Lima para el Sistema Interconectado Centro-Norte”**

#### OBJETIVOS

Aprobar desde el punto de vista económico-financiero el Proyecto constituido por tres Turbinas a Gas de 80-95 MVA cada una, ubicado en el distrito de Ventanilla.

Determinar el impacto económico de la Central Térmica de Ventanilla en el Sistema Interconectado Centro-Norte.

#### METODOLOGIA

El trabajo de análisis de la información proporcionada por la Empresa ELECTROPERU S.A. se desarrolló en el gabinete, elaborando el informe final y el proyecto de Resolución Directoral.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes y Resolución de aprobación del Proyecto y Estudio Definitivo.

Descripción del Proyecto de 100 MW.

Financiamiento de las obras con recurso del Tesoro Público y recursos de ELECTROPERU S.A.

Análisis del costo de las obras civiles y obras electromecánicas.

#### CONCLUSIONES

Es procedente la aprobación del Estudio Definitivo del Proyecto “Central Termoeléctrica de Emergencia de Lima para el Sistema Interconectado Centro-Norte”

Es procedente la aprobación del proyecto en vías de regularización, en aplicación de las Normas Técnicas y la Ley General de Electricidad.

#### RECOMENDACION

Aprobar el estudio definitivo del Proyecto “Central Termoeléctrica de Emergencia de Lima para el Sistema Interconectado Centro-Norte”, desde el punto de vista económico-financiero.

### **11. Tasa de Interés Aplicada en Deudas por Consumo de Energía Eléctrica**

#### OBJETIVOS

Determinar la tasa de interés que está cobrando la empresa ELECTROLIMA en casos de deuda por consumo de energía eléctrica que no son pagadas dentro del plazo.

Determinar la tasa de interés que establece el Banco Central de Reserva para aplicarlo en casos de deuda por consumo de energía eléctrica que no son pagadas dentro del plazo.

## METODOLOGIA

El trabajo de recopilación de información y de verificación de la tasa de interés que se cobra se realizó en el Banco Central de Reserva y la empresa Electrolima.

El análisis de la información y la elaboración del informe final se realizó en el gabinete.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes y Resoluciones de autorización de tasas de interés.

Análisis muestral de facturas para determinar las tasas cobradas, considerando un suministro doméstico, comercial, industrial, uso general y agropecuario tipos.

Determinación de la tasa de interés autorizada por el Banco Central de Reserva, para casos de deudas por consumo de energía.

Tasas de interés por mora autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas para ser aplicadas en deudas eléctricas.

## CONCLUSIONES

Electrolima, en casos de deudas por consumo de energía eléctrica, aplica los intereses por mora sobre los saldos pendientes de pago, el cual incluye las deudas y moras anteriores, considerando además arbitrios y tributos.

La aplicación correcta de los intereses por mora no consideran los arbitrios y tributos.

## RECOMENDACIONES

Autorizar la tasa de interés para ser aplicadas en deudas por consumo de energía eléctrica, sin consideran arbitrios y tributos.

Expedir la Resolución Ministerial correspondiente.

## **12. Presupuesto Operativo de la Comisión de Tarifas Eléctricas**

### **OBJETIVOS**

Elaborar y aprobar el presupuesto operativo y de inversiones de la Comisión de Tarifas Eléctricas para los años 1990, 1991 y 1992.

Efectuar las ampliaciones y/o reprogramaciones del presupuesto operativo y de inversiones y aprobarlos.

### **METODOLOGIA**

El trabajo de recopilación de información y de verificación de la tasa de interés que se cobra se realizó en la Comisión de Tarifas Eléctricas y la empresa Electrolima. El análisis de la información y la elaboración del informe final se realizó en el gabinete.

### **ASPECTOS IMPORTANTES**

Antecedentes y Resoluciones anteriores de aprobación de presupuestos operativos y de inversiones de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Ejecución Presupuestal del Ejercicio anterior, según partidas presupuestales.

Criterios utilizados para el Presupuesto del Ejercicio: parámetros macroeconómicos, incrementos, inversiones nuevas, beneficios sociales, pactos colectivos, etc.

Reajustes del Presupuesto con respecto al Presupuesto anterior, por partidas presupuestales.

Financiamiento del Presupuesto por el aporte de las Empresas de Servicio Público de Electricidad, en función al volumen de sus ventas anuales.

Elaboración del proyecto de la Resolución Directoral que apruebe el Presupuesto.

### **CONCLUSIONES**

No es posible realizar un control adecuado de la ejecución presupuestal de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

La Comisión de Tarifas Eléctricas mostró una mala gestión administrativa en lo referente a adquisición de bienes y deuda con el IPSS.

Procede la aprobación del Presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas con los reajustes pertinentes.

## RECOMENDACION

Estudiar el establecimiento de las sanciones a la Comisión de Tarifas Eléctricas cuando realizan gastos injustificados o por deficiente gestión administrativa.

Expedir la Resolución Directoral aprobando el Presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas para el ejercicio correspondiente.

### **13. Situación Económica-financiera de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad ELECTROCENTRO S.A., ELECTRONORTE S.A., Y ELECTRONOROESTE S.A. en el Ejercicio 1990.**

#### OBJETIVOS

Evaluación económico-financiera de la gestión de la Empresas Regionales mencionadas en el Ejercicio 1990.

Verificar “in situ” la situación de los servicios eléctricos en la Empresa Regionales.

Verificar y evaluar los Programas de Inversión de las Empresas Regionales, con cargo a los recursos del Decreto Legislativo 163, Fondo de Ampliaciones, Fondo de Compensación de Generación y otros.

#### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en dos etapas: la primera en el campo para verificar la situación real y recopilar la información de los Estados Financieros, Manual de Organización y Funciones, Informes de Auditoría Largo y Corto, informes de Ejecución Presupuestal, Informes de Gestión, Registro de Autoprodutores y otros documentos de las Empresas Regionales; y la segunda en el gabinete, elaborando el informe final.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Análisis Económico-financiero de Estados Financieros y los principales ratios.

Evaluación de la Ejecución Presupuestal.

Uso de los recursos del Decreto Leg. 163, Fondo de Ampliaciones y Fondo de Compensación de Generación.

Evaluación de la situación económica de las obras de Distribución Primaria, pendientes de liquidación.

Análisis del proceso de facturación, comercialización de energía y aplicación de tarifas.

## CONCLUSIONES

Las Empresas Regionales mencionadas arrojan un resultado económico negativo en el ejercicio 1990.

Los indicadores económico-financieros de liquidez, solvencia y capacidad de endeudamiento, muestran una mala situación financiera de las empresas.

Aplicación inadecuada de tarifas y errores de facturación, con un periodo medio de cobranza mayor de 100 días que dificulta su liquidez.

La empresa ELECTRONOROESTE S.A. adolece de graves deficiencias administrativas, agravados por la sustracción de combustibles.

La ejecución de obras sin proyectos aprobados, representan aproximadamente el 40 % de los aportes de los usuarios.

## RECOMENDACIONES

Comunicar a los Presidentes de Directorio y Gerentes Generales de las Empresas Regionales mencionadas sobre las observaciones detectadas para su corrección.

Sancionar a los funcionarios responsables de las deficiencias.

### **14. Liquidación Económica del Proyecto “Línea de Transmisión Independencia-San Juan y Subestaciones 220 kV” y de las Obras de Ampliación Eléctrica Subestaciones Barsi, Ñaña; Balnearios y Chavarría**

#### OBJETIVOS

Liquidación económica de las obras de la Línea de Transmisión Independencia-San Juan y Subestaciones 220 kV a cargo de ELECTROPERU S.A. y ejecutada por la Cia. SADE SUL AMERICANA DE ENGENHARIA S.A.

Liquidación económica de las Obras de Ampliación Eléctrica Subestaciones Barsi, Ñaña; Balnearios y Chavarría.

#### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en dos etapas: la primera un trabajo de campo para inspeccionar “in situ” la culminación efectiva de todas las obras; la segunda un trabajo de gabinete para elaborar el informe final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes: Contrato de Obra, Acta de Recepción de Obras.

Análisis del Presupuesto Base Referencial.

Inventario valorizado y planos de replanteo de las obras eléctricas.

Proceso de Ejecución de Obras: empresa contratista y sub contratistas.

Financiamiento de la obra mediante créditos externos e internos.

Costo final de la obra y revaluaciones.

## CONCLUSIONES

Las obras de la Línea de Transmisión y las Subestaciones se pusieron en servicio en 1984 y el Acta de Entrega Definitiva se firmó el 03 de agosto de 1987, con un costo final de US\$ 27 697 614.

Las obras de ampliación restantes están en operación, procediendo su regularización.

## RECOMENDACIONES

Aprobación de la liquidación económica de las obras del proyecto L.T. Independencia-San Juan.

Aprobar en vías de regularización la recepción y liquidación económica de las obras de ampliación eléctrica de las Subestaciones Barsi, Ñaña, Balnearios y Chavarría.

### **15. Liquidación Económica de las Obras de Distribución Primaria Urb. Los Cedros y Asentamientos Humanos Alto Moche, Jerusalén y Miguel Grau de Trujillo**

#### OBJETIVOS

Liquidación económica de las obras de Distribución Primaria de la Urb. Los Cedros y los Asentamientos Humanos Alto Moche, Jerusalén y Miguel Grau de Trujillo.

#### METODOLOGIA

El trabajo de análisis de la información proporcionada por la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad HIDRANDINA S.A. se desarrolló en el gabinete, elaborando el informe final y el proyecto de Resolución Directoral.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes de los Proyectos.

Descripción de los proyectos ejecutados en convenio con la Corporación de Desarrollo de La Libertad.

Inventario valorizado y financiamiento de las obras.

Análisis del Presupuesto Base, Contrato de Obra, Acta de Recepción Definitiva de Obras, etc.

Costo final de las obras y revaluaciones.

## CONCLUSIONES

Es procedente la aprobación de la liquidación económica de las obras, según la Ley General de Electricidad.

## RECOMENDACIONES

Aprobar la liquidación económica de las obras

Expedir la Resolución Directoral de aprobación de las liquidaciones.

### **16. Contratos de Servicios Técnicos para Compra de Planta Termoeléctrica, Reparación de 15 Cámaras de Combustión, Estudios de Ingeniería del Proyecto Embalse Yuracmayo y Provisión de Grupos Eléctricos**

#### OBJETIVOS

Autorizar el cambio de Moneda Extranjera especificado en el Contrato de Servicios Técnicos suscrito entre Electrolima y COLE CORETTE, para la compra de una Planta Termoeléctrica

Autorizar el cambio de Moneda Extranjera especificado en el Contrato de Servicios Técnicos suscrito entre Electrolima y Turbine Engine Service Corporation para la reparación de 15 Cámaras de Combustión.

Autorizar el cambio de Moneda Extranjera especificado en el Contrato de Servicios Técnicos suscrito entre Electrolima y la Asociación de Consultores Motor Columbus Ingenieros Consultores S.A. y MOTLIMA Consultores S.A. para los estudios de Ingeniería del Proyecto Embalse Yuracmayo.

Autorizar el cambio de Moneda Extranjera especificado en el Contrato de Servicios Técnicos suscrito entre ELECTROPERU y SERCENCO S.A. para la provisión de Grupos Eléctricos para las Centrales Térmicas de Piura, Tumbes, Lambayeque, Amazonas y Cajamarca.



## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en gabinete, viendo la viabilidad económica y técnica de los Contratos y la procedencia de autorización de cambio por el Banco Central de Reserva..

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes: Contratos de Servicios Técnicos y profesionales, Actas de Servicios de Consultoría.

Objeto de los Contratos de Servicios Técnicos.

Valor de los Contratos de Servicios Técnicos en Moneda Extranjera.

Fondo de Garantías para la ejecución del Contrato de Servicios Técnicos.

Autorización Cambiaria por pago de servicios técnicos y profesionales

## CONCLUSIONES

El fondo de garantía que debe devolver ELECTROLIMA a la Asociación de Consultores por la conclusión de la Fase B-2 "Diseño Detallado de Construcción" del Proyecto Embalse Yuracmayo, asciende a Fr.Sz. 3 210,82.

Es procedente que el Vice-Ministro de Energía emita opinión favorable para que el Banco Central de Reserva expida la autorización de cambio respectiva por los Contratos de Servicios Técnicos.

## RECOMENDACION

Emitir opinión favorable para que el Banco Central de Reserva expida la autorización de cambio por el monto de Moneda Extranjera, correspondiente a la prestación de servicios técnicos según cada Contrato.

- 17. Situación Económica-financiera de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio HIDRANDINA S.A., ELECTRONORTE S.A., ELECTROCENTRO S.A. Y ELECTROSURESTE S.A. en el Ejercicio 1987.**

## OBJETIVOS

Evaluación económico-financiera de la gestión de la Empresas Regionales mencionadas en el Ejercicio 1987.

Verificar “in situ” la situación de los servicios eléctricos y los Programas de Inversión de las Empresas Regionales, con cargo a los recursos D. Leg 163, Fondo de Ampliaciones, Fondo de Compensación de Generación, Fondo de Interés Social y otros.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en dos etapas: la primera en el campo para verificar la situación real y recopilar la información de los Estados Financieros, Manual de Organización y Funciones, Informes de Auditoría Largo y Corto, informes de Ejecución Presupuestal, Informes de Gestión, Registro de Autoproductores y otros documentos de las Empresas Regionales; y la segunda en el gabinete, elaborando el informe final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes y datos generales de las Empresa Regionales mencionadas.

Observaciones principales sobre gestión empresarial.

Análisis económico-financiero de Estados Financieros y los principales ratios.

Evaluación de la Ejecución Presupuestal.

Análisis de los recursos del D. Leg. 163 y Fondo de Ampliaciones.

Análisis del proceso de facturación, comercialización de energía y aplicación de tarifas.

## CONCLUSIONES

Las Empresas Regionales mencionadas arrojan un resultado económico negativo en el ejercicio 1987.

Los indicadores económicos-financieros muestran disminución de liquidez, capacidad de endeudamiento en más del 50 %, capital de trabajo deficitario.

Aplicación inadecuada de tarifas y errores de facturación, con un periodo medio de cobranza mayor de 100 días que dificulta su liquidez.

Ejecución de obras sin proyectos aprobados, representan aproximadamente el 40 % de los aportes de los usuarios.

## RECOMENDACIÓN

Comunicar a los Presidentes de Directorio y Gerentes Generales de las Empresas Regionales mencionadas sobre las observaciones detectadas para su corrección.

## **18. Determinación de Costos Unitarios de Obras de Distribución Primaria para actualización de Índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones**

### **OBJETIVOS**

Cuantificar el aporte al Fondo de Ampliaciones a cargo de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad.

Actualización de los costos unitarios de las instalaciones del Sub Sistema de Distribución Primaria para determinar los nuevos índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones.

### **METODOLOGIA**

El trabajo se desarrollo en dos etapas: la primera un trabajo de campo para recopilar todos los datos de las empresas; la segunda un trabajo de gabinete para elaborar el documento, empleando los siguientes métodos: análisis de Redes Muestrales y análisis global de la Red de Distribución.

### **ASPECTOS IMPORTANTES**

Antecedentes del aporte al fondo de ampliaciones.

Procedimientos y cálculos de costos unitarios

Análisis de los costos unitarios presentados por las empresas ELECTROCENTRO S.A., ELECTROLIMA S.A., ELECTRONORTE S.A., Electronortemedio HIDRANDINA S.A., ELECTRO ORIENTE S.A., ELECTROSUR S.A., ELECTROSUR ESTE S.A., ELECTROSUR OESTE S.A. Y ELECTROPERU S.A..

Aspectos económicos y contables: fuentes de financiamiento de las obras de distribución primaria, uso del fondo de Ampliaciones y situación contable del Fondo de Ampliaciones según Norma DGE-005-P-3/1985

Determinación de los índices de los Aportes al Fondo de Ampliaciones

Comparación de Índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones.

### **CONCLUSIONES**

Los nuevos índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones tienen un incremento de 470 % con respecto a los índices anteriores.

El fondo de ampliaciones financia las redes primarias, en apenas el 50 % del costo total.

No se efectúa un seguimiento adecuado y profundo de las inversiones con el Fondo de Ampliaciones

Los costos unitarios reales de las obras de distribución primaria difieren de los costos unitarios aplicados.

La Norma DGE-005-P-3/1985 “Fijación del Aporte al Fondo de Ampliaciones y Utilización de dicho Fondo” adolece de deficiencias que limitan su aplicación.

## RECOMENDACIONES

Actualización de los índices del Aporte al Fondo de Ampliaciones.

Determinar fórmulas polinómicas para la actualización automática de los índices del aporte al Fondo de Ampliaciones.

Discriminación contable de los aportes al Fondo de Ampliaciones, Refuerzo de Redes y Costo de Conexión.

Modificar y/o anular la Norma DGE-005-P-3/1985 “Fijación del Aporte al Fondo de Ampliaciones y Utilización de dicho Fondo”.

- 19. Contratos de Servicios Técnicos para Reparación Grupo C.T. Iquitos, Red 60 kV, Reparación C.T. Chimbote, Turbo Generador 20 MW C.T. Piura, Reparación C.T. Chilina, Proyecto C.H. Mantaro I-III Etapa-Restitución, Reparación Grupos 2 y 6 C.H. Mantaro y Reparación Transformador 60 MVA Socabaya**

## OBJETIVOS

Autorización de cambio para pago a ALCO POWER INC. por la reparación de Grupo C.T. Iquitos.

Autorización de cambio para pago a BICC Supertensión Cables Limited por el mantenimiento de Red de 60 kV.

Autorización de cambio para pago a SERCENCO S.A por la reparación de las Centrales Térmicas de Chimbote y Chilina.

Autorización de cambio para pago a SIMA Perú, por la instalación de un Turbo Generador 20 MW en C.T. Piura.

Autorización de cambio para pago a GIE Sucursal del Perú, por el Proyecto C.H. Mantaro I-III Etapa-Restitución y reparación de Grupos 2 y 6 de C.H. Mantaro.

Autorización de cambio para pago a CGEE ALSTHOM, por la reparación de Transformador 60 MVA en Socabaya.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en gabinete, viendo la viabilidad económica y la necesidad de servicios de energía que tiene el país, en sus diferentes servicios técnicos.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes y objeto de lo Contratos de Servicios Profesionales.

Valor de los Contratos de Servicios Profesionales.

Fondos de Garantía para la ejecución de los Contratos de Servicios Técnicos.

Autorización Cambiaria por pago de los servicios técnicos.

## CONCLUSIONES

Los trabajos de reparación, ejecución de obras y de proyectos responden a la necesidad de contar con servicios eléctricos en forma oportuna para el país.

Es procedente emitir opinión favorable para que el Banco Central de Reserva expida la autorización de cambio solicitados para el pago en Moneda Extranjera por la ejecución de los trabajos mencionados.

## RECOMENDACION

Emitir opinión favorable para que el Banco Central de Reserva expida la autorización de cambio por el monto de Moneda Extranjera, correspondiente a la prestación de servicios técnicos.

## **20. Evaluación de la Empresa Regional HIDRANDINA S.A. sobre Denuncias por Irregularidades.**

### OBJETIVO

Analizar y verificar las denuncias efectuadas en junio de 1986 contra la empresa Electronortemedio HIDRANDINA S.A. sobre irregularidades de tipo administrativo, laboral y penal, identificando a los responsables.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en dos etapas: la primera en el campo para verificar las denuncias y recopilar la información necesaria; y la segunda en el gabinete, elaborando el informe final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes sobre el denunciante, las denuncias y los reclamos.  
Reclamos sobre revisión del informe de Auditoría del Ejercicio 1983.  
Denuncias efectuadas sobre robos sistemáticos en el periodo 1978-1984.  
Denuncias de irregularidades en 1981, 1983 por cobros indebidos.  
Deficiencias de control administrativo en el Area de Abastecimientos.  
Deficiencias en la facturación y comercialización de energía.  
Denuncias periodísticas en diarios locales.

## CONCLUSIONES

El Poder Judicial y la II Región de Trabajo de Trujillo, determinaron la responsabilidad penal y laboral del denunciante, emitiendo las sanciones pertinentes.

Las denuncias planteadas se basan en el Informe de Auditoría del Ejercicio 1983, los cuales fueron levantadas en forma parcial por las autoridades responsables.

El sistema de facturación y comercialización de energía de la empresa HIDRANDINA S.A. es deficiente y desorganizado .

## RECOMENDACIONES

Sancionar a los responsables de las deficiencias y denuncias verificadas.  
Reorganizar la empresa y renovar su sistema de facturación y cobranzas.

- 21. Proyectos de Redes de Distribución Primaria San Miguel, Huaroscondo, Zurite y Urquillos en Cusco; Poroto-Simbal y El Trópico en Trujillo; Chulucanas y Morropón-Buenos Aires en Piura; Pampas, Daniel Hernández, Huaycha y Acraquia en Huancavelica y 24 Asentamientos Humanos en Pucallpa**

## OBJETIVOS

Aprobar los proyectos de Redes de Distribución Primaria mencionadas.  
Analizar su rentabilidad y posibles observaciones a fin de corregirlas.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en el gabinete para lo cual se contó con los estudios presentados por ELECTROPERU S.A. y las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad a nivel de “Estudio de Pre-Factibilidad”.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Revisión del estudio de mercado, especialmente en lo referente a la demanda de energía eléctrica para la zona de influencia de los proyectos.

Revisión de la estructura de costos correspondiente a las obras civiles y electromecánicas.

Revisar las fuentes de financiamiento de los proyectos.

Realizar la evaluación privada y determinar la economía de los proyectos, utilizando los principales indicadores económicos y financieros.

## CONCLUSIONES

Los estudios presentados tienen muchas deficiencias y no son rentables desde el punto de vista empresarial.

Los proyectos corregidos son rentables desde el punto de vista económico, porque sus beneficios impactan en el desarrollo productivo de la zonas de influencia.

## RECOMENDACIONES

Diseñar los estudios definitivos.

Definir las fuentes de financiamiento de los proyectos.

- 22. Proyectos CC.HH. Ocongate, La Quebrada y Echarate en Cuzco; CC. HH. Laramate, Pauza y Huancasancos en Ayacucho; CC. HH. Cotahuasi, Caravelí y Camaná en Arequipa; CC. HH. Namora, San Marcos y Cajabamba en Cajamarca; C.H. Chongos Alto en Junín.**

## OBJETIVOS

Determinar la factibilidad de ejecución de las Centrales Hidroeléctricas mencionadas.

Evaluación Económico-financiera de los Proyectos, identificando las observaciones a fin de corregirlas.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en el gabinete para lo cual se contó con los estudios presentados por ELECTROPERU S.A. y las empresa regionales de servicio público de electricidad a nivel de “Estudio de Pre-Factibilidad”.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes del Estudio.

Revisión del estudio de mercado, especialmente en lo referente a la demanda de energía eléctrica para la zona de influencia de los proyectos.

Revisión de la estructura de costos correspondiente a las obras civiles y electromecánicas.

Revisar las fuentes de financiamiento de los proyectos.

Realizar la evaluación privada y determinar la economía de los proyectos, utilizando los principales indicadores económicos y financieros.

## CONCLUSIONES

Los estudios presentados tienen muchas deficiencias y no son rentables desde el punto de vista empresarial.

Los proyectos corregidos son rentables desde el punto de vista económico, porque sus beneficios impactan en el desarrollo productivo de la zonas de influencia.

## RECOMENDACIONES

Aprobar los estudios a nivel de Factibilidad y diseñar los estudios definitivos.

Concretar las fuentes de financiamiento establecidos para los proyectos.

### **23. Examen Especial del Tributo Decreto Legislativo 163**

#### OBJETIVOS

Cuantificar la recaudación efectuada por ELECTROPERU y las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad.

Determinar el destino y uso del tributo en el periodo 1981-1985.



## METODOLOGIA

El trabajo se desarrollo en dos etapas: la primera un trabajo de campo para recopilar todos los datos de las empresas regionales de servicio público de electricidad, ELECTROPERU S.A., el Banco de la Nación y otras entidades; la segunda un trabajo de gabinete para elaborar el documento.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Resumen de toda la base legal que modificó y/o amplió el tributo creado mediante Decreto Legislativo N° 163 del 12 de junio de 1981, específicamente en lo que se refiere al impuesto aplicado al consumo de energía eléctrica.

Mecanismos de depósito y recaudación: las empresas que venden energía eléctrica depositan el importe del tributo en el Banco de la Nación (20% para el Tesoro Público y 80% para ser administrado por Electroperú).

Volumen de recaudación y utilización: En el periodo 1981-1985, Electroperú recaudó 478 mil millones de soles antiguos, de los cuales se invirtieron el 87% en grandes proyectos y el 42% en el Programa de Electrificación Provincial, Distrital y Rural.

## CONCLUSIONES

El manejo de los fondos provenientes del tributo no se administraron de acuerdo a los dispositivos legales.

Los recursos no se destinaron exclusivamente a obras reproductivas, pues el 43% de la inversión se destinó a gastos administrativos.

## RECOMENDACIONES

Aplicación de un control efectivo sobre la recaudación y utilización de los recursos provenientes del tributo.

Aclaración de las contradicciones sobre recaudación y utilización de los recursos provenientes del tributo.

## **24. Situación del Programa de Rehabilitación y Reconstrucción del Sistema Eléctrico de los Departamentos de Piura y Tumbes.**

### OBJETIVOS

Determinar la situación de los servicios eléctricos en los departamentos de Piura y Tumbes después del efecto de la Corriente del Niño.

Cuantificar el avance del Programa de Rehabilitación y Reconstrucción del sistema eléctrico de dichos departamentos.

## METODOLOGIA

El trabajo se desarrollo en dos etapas: la primera un trabajo de campo para verificar la situación de los servicios eléctricos y recopilar la información necesaria; la segunda un trabajo de gabinete para elaborar el informe final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Programa de Rehabilitación y su avance a Diciembre de 1984.

Inspección de las Centrales Térmicas de Sullana (Piura) y Las Mercedes (Tumbes).

Grado de avance del Programa de Rehabilitación del Sub Sector Eléctrico.

## CONCLUSIONES

El avance físico del programa no es manejada uniformemente por ELECTROPERU S.A. a través de sus Unidades de Proyectos Especiales (UPES) y ELECTRONORTE S.A.

Los principales proyectos como el Eje Paita-Talara, Redes Primarias Chulucanas, Organos, Negritos, Talara y Paita tienen un avance de 100 %.

La centrales térmicas de Sullana y Las Mercedes tienen capacidad instalada ociosa.

## RECOMENDACIONES

Optimizar el uso de la capacidad instalada de las centrales térmicas de Sullana y Las Mercedes.

Agilizar las obras de interconexión en la C.T. Sullana.

## **25. Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica**

### OBJETIVOS

Análisis y evaluación del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica.

Aprobación del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica.

### METODOLOGIA

Conformación de pequeños sistemas eléctricos en base a poblaciones con más de 300 habitantes.

Proyección de la demanda en base al consumo por sectores.

Priorización de proyectos en base a criterios de priorización elaborados y aprobados por la Dirección General de Electricidad.

Determinación del coeficiente de electrificación de pequeños y medianos centros poblados en base a la población y número de abonados domésticos.

Elaboración de documento final.

#### ASPECTOS IMPORTANTES

Descripción del Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica.

Lineamientos de política consideradas en el Plan.

Plan de Inversiones en base a Pequeños Sistemas Eléctricos.

Financiamiento con fuentes externas (AID, Reino Unido y República Federal Alemana) y fuentes internas (D. Leg. 163, Fondo de Ampliaciones, CORDES y otros)

#### CONCLUSIONES

La implementación del Plan Nacional de la Frontera Eléctrica permitirá elevar el coeficiente de electrificación de 16,9 % en 1984 a 25,6 % en 1990 en pequeños y medianos centros poblados.

El financiamiento del Plan es principalmente con recursos del Decreto Legislativo 163 y endeudamiento externo e interno.

#### RECOMENDACIONES

Efectuar el financiamiento del Plan a nivel de Programa.

Aprobar el Plan nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica.

### **26. Actualización de Índices de Electrificación**

#### OBJETIVOS

Actualizar los índices de electrificación existentes.

Determinar nuevos índices de electrificación.

#### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló primero en las empresas de electricidad, Instituto Nacional de Estadística y otras entidades para recopilar la información y luego en el gabinete para realizar los cálculos y elaborar el documento final.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Actualización de índices: Población con Servicio Eléctrico/Población Total y Número de Viviendas con Servicio Eléctrico/Número Total de Viviendas.

Estimación de nuevos índices: Número de abonados Domésticos/Número Total de Viviendas, Número de Abonados Domésticos/(Población Total/RH/v).

Análisis de los índices de electrificación, según el Instituto Nacional de Estadística (INE) y según las Empresas Eléctricas.

## CONCLUSIONES

El coeficiente de electrificación del Perú en 1981 fue de 44,9 % según el INE y de 35,2 % según las empresas eléctricas, siendo en promedio de 69% en el área urbana y sólo 4% en el área rural.

La diferencia de índices se debe a que el INE consideró datos no registrados por el Ministerio de Energía y Minas y las Empresas del Sub Sector Electricidad, como autoprodutores, minas, granjas, grupos electrógenos y viviendas con servicio pero sin medidor.

## RECOMENDACIONES

Actualización de viviendas con servicio eléctrico existentes en el país.

Actualización del registro de empresas autoprodutoras de energía eléctrica.

### **27. Situación Eléctrica de las Localidades de Huampará, Quinches, Huañec, Malleurán, Huacta, San Joaquín, Cochabamba y Quinocay**

#### OBJETIVOS

Determinar la situación de los servicios eléctricos en las Localidades de Huampará, Quinches, Huañec, Malleurán, Huacta, San Joaquín, Cochabamba y Quinocay.

Identificar las obras de electrificación en las localidades mencionadas.

#### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en gabinete con las informaciones vertidas por las empresas regionales de servicio público de electricidad, ELECTROPERU S.A., Censo Nacional de Población y Vivienda, Instituto Nacional de Estadística, Instituto Geográfico Militar y otras entidades conexas.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Descripción de las características generales de las localidades.

Análisis de la situación de los servicios eléctricos en las localidades.

Avance de las obras del P.S.E. Quinches que beneficia, entre otras, a las localidades mencionadas.

## CONCLUSIONES

Las localidades de Quinches y Huañec tienen servicio el 60 % de las viviendas y las localidades de Cochas y Quinocay sólo el 6 %. El resto no tienen servicio.

La C.H. Quinches de 350 kW, que alimentará al P.S.E. Quinches, alimentará a las localidades mencionadas, que en conjunto tienen una población de 3 236 habitantes y 601 viviendas estimadas a 1985.

Las localidades están ubicadas en el norte de la provincia de Yauyos del departamento de Lima.

## RECOMENDACIONES

Conclusión de las obras de la C.H. Quinches.

Apoyo al desarrollo productivo de la zona.

## **28. Metodología para la Evaluación Económica de Proyectos de Electrificación Rural.**

### OBJETIVOS

Determinar un modelo de evaluación económica de proyectos de electrificación rural.

Aplicar el modelo de evaluación a los proyectos de electrificación rural del país.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en el campo, realizando visitas a diferentes centros poblados, a fin de describir la situación de los servicios eléctricos a nivel departamental y recopilando la información, para luego procesarlo y elaborar el documento final en el gabinete.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Antecedentes de la situación de los servicios eléctricos en el Perú.

Modelo de demanda de energía eléctrica por sectores de consumo.

Teoría del Excedente del Consumidor e Indicadores de evaluación económica

Coefficiente de Electrificación en base a la relación habitantes/vivienda.

Estructura de Inversión por Fuentes de financiamiento.

Comparación de la Alternativa Térmica Equivalente.

Impacto ambiental, político y social.

## CONCLUSIONES

El modelo de evaluación determina la rentabilidad del proyecto a nivel del país, es decir considerando los beneficios nacionales.

Un proyecto de electrificación rural sólo es rentable desde el punto de vista económico y social.

## RECOMENDACIONES

Aplicar la metodología en la evaluación de los proyectos eléctricos rurales.

Definir y mantener la metodología.

## **29. Estudio de Factibilidad “Central Hidroeléctrica Pincopata, Microrregión Mollepata-Cuzco”**

### OBJETIVOS

Determinar la factibilidad de la Central Hidroeléctrica Pincopata (Mollepata), suficiente para generar 350 kW.

Desarrollar la zona de influencia del proyecto, que se compone de pequeñas industrias, molinos y otras cargas importantes que necesitan energía eléctrica.

### METODOLOGIA

El trabajo se desarrolló en equipo, inicialmente en el campo, realizando la verificación de la irrigación, la caída y las cargas, obteniendo una demanda real a través de una encuesta realizada a la zona de influencia. Posteriormente se continuó con el trabajo de gabinete en la Dirección de Desarrollo Eléctrico del Ministerio de Energía y Minas.

## ASPECTOS IMPORTANTES

Delimitación de la Microregión Mollepata, sus características y actividades económicas.

Mercado eléctrico, estimación de la oferta y demanda de energía por sectores de consumo, determinando la demanda máxima.

Ingeniería del Proyecto y esquema técnico.

Costo del proyecto y comparación con la alternativa térmica equivalente.

Análisis económico nacional: determinación de beneficios y costos a precios sombra

Beneficios y costos de recursos asignados y desplazados.

Impacto social, político y ambiental.

Disponibilidad de mano de obra.

## CONCLUSIONES

La comparación con la alternativa térmica equivalente demuestra la conveniencia de la central hidroeléctrica.

El costo del proyecto es de US\$ 940 000 a precios de mercado y US\$ 819 000 a precios sombra evaluados en julio 1983.

El proyecto es rentable para el país porque permite reactivar su economía creando un polo de desarrollo y dinamizando el empleo.

## RECOMENDACION

Ejecutar la Central Hidroeléctrica Pincopata.

**INFORME DE INGENIERÍA**

**EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN LIMA METROPOLITANA**



## **CONTENIDO**

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: ACTORES DEL PROCESO ELÉCTRICO	4
1.1 Los Usuarios o Clientes	4
1.2 Las Empresas Eléctricas	5
1.2.1 Empresas Concesionarias de Generación y Transmisión	5
1.2.2 Empresas Concesionarias de Distribución	6
1.3 El Comité de Operación Económica del Sistema	11
1.4 La Comisión de Tarifas Eléctricas	14
1.5 El Estado	17
CAPÍTULO II: CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	20
2.1 Mercados Eléctricos	20
2.1.1 Mercado Libre	20
2.1.2 Mercados Regulados	22
2.2 Producción de Energía Eléctrica	23
2.3 Venta de Energía Eléctrica	23
2.4 Indicadores de Evaluación	25
CAPÍTULO III: DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS	27
3.1 Fundamento Teórico: Costos Marginales	27
3.1.1 Excedente del Consumidor	28
3.1.2 Excedente del Productor	29

## II

3.1.3 Excedente para la Sociedad	30
3.2 Costos de Generación	33
3.2.1 Costos por Energía y por Potencia	33
3.2.2 Metodología para determinar los Precios de Energía y de Potencia	34
3.2.3 Detalle de los Precios Básicos de Potencia de Punta y de Energía	36
3.3 Costos de Transmisión	39
3.3.1 Sistema de Transmisión Principal y Secundarios	39
3.3.2 Composición del Costo Total de Transmisión	40
3.3.3 Compensación de la Transmisión	42
3.3.4 Metodología para determinar los Precios de Barra	44
3.3.5 Detalle de los Precios de Barra	46
3.4 Costos de Distribución	50
3.4.1 Valor Agregado de Distribución	52
3.4.2 Tarifas a Usuarios Finales	54
CAPÍTULO IV: COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA	70
4.1 Redes de Distribución Eléctrica	71
4.1.1 Redes Primarias y Secundarias	71
4.1.2 Redes Aéreas y Subterráneas	73
4.2 Suministros de Energía Eléctrica	75
4.3 Medidores de Energía Eléctrica	77
4.4 Costos de Conexión Eléctrica	79
4.5 Problemática sobre Renovación de Redes Eléctricas	82
CAPÍTULO V: OPCIONES TARIFARIAS	86
5.1 Tarifas de Media Tensión	89
5.2 Tarifas de Baja Tensión	91
5.3 Calificación Tarifaria	94

### III

5.3.1 Definición de Horas de Punta	94
5.3.2 Usuarios con Consumo en Horas de Punta	95
5.3.3 Usuarios con Consumo en Horas Fuera de Punta	95
<b>CAPÍTULO VI: PROCESO DE FACTURACIÓN</b>	<b>97</b>
6.1 Medición Directa e Indirecta	97
6.1.1 Medición Directa	97
6.1.2 Medición Indirecta	99
6.2 Facturación del Cargo Fijo	101
6.3 Facturación de la Energía Activa	101
6.4 Facturación de la Potencia	102
6.4.1 Potencia Contratada	102
6.4.2 Máxima Demanda Leída	103
6.4.3 Determinación de la Potencia Contratada	104
6.4.4 Actualización de la Potencia Contratada	105
6.5 Facturación de la Energía Reactiva	106
6.6 Facturación del Alumbrado Público	107
6.7 Facturación del Costo de Reposición y Mantenimiento	108
6.8 Facturación por Compensación de Energía	116
6.8.1 Compensación de Generador a Distribuidor	116
6.8.2 Compensación de Distribuidor a Usuario Final	117
6.9 Errores en el Proceso de Facturación	120
6.9.1 Errores por Inadecuada medición	120
6.9.2 Errores por Aplicación Tarifaria Incorrecta	120
6.10 Uso Indebido de Energía	123
6.11 Otros Reclamos por Facturación Eléctrica	125
6.12 Atención de Reclamos de Usuarios de Servicio Público de Electricidad	126
6.12.1 Primera Instancia Administrativa	127
6.12.2 Segunda Instancia Administrativa	129

## IV

CAPÍTULO VII: AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	131
7.1 Porqué Ahorrar Energía Eléctrica	131
7.2 Cómo Ahorrar Energía Eléctrica	132
7.3 Cuánto Ahorrar Energía Eléctrica	137
CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES	145
GLOSARIO DE TERMINOLOGÍA TÉCNICA	148
BIBLIOGRAFÍA	153
ANEXOS	155

## INTRODUCCIÓN

El Perú es un país ideal para la producción de energía eléctrica porque cuenta con una variedad de recursos naturales renovables y no renovables disponibles, siendo Lima Metropolitana el área más representativa.

El objeto del presente trabajo es analizar la estructura de la tarifa de la energía eléctrica y sus costos asociados, así como el proceso de facturación del consumo de dicha energía, para que los usuarios o clientes sepan cuánto pagan y por qué pagan, y además sepan que pueden reducir sus pagos si usan eficientemente la energía eléctrica.

El presente trabajo analiza el tema “El Costo de la Energía Eléctrica en Lima Metropolitana” en siete capítulos: Actores del Proceso Eléctrico, Características de la Energía Eléctrica, Determinación de las Tarifas, Costos de Conexión Eléctrica, Opciones Tarifarias, Proceso de Facturación y Ahorro de Energía Eléctrica.

En los dos primeros capítulos se define la situación actual de los servicios eléctricos en Lima Metropolitana, comparándolos en algunos casos con el país. Lima, con 6 millones de habitantes, representa el 60 % del consumo de energía del Perú, el sistema de distribución está a cargo de las empresas concesionarias Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A., que en conjunto tienen 1 331 873 usuarios que representa el 47 % del país, ambas tienen un coeficiente de electrificación de 91 % en promedio y en 1996 vendieron 5 690 GWh, que representa el 55 % de las ventas del país.

A nivel nacional, el coeficiente de electrificación<sup>1</sup> es de 67 % en junio de 1997 contra 43 % en 1990, una potencia instalada de 4 270 MW en 1996, que representa un incremento anual de 5,4 % con respecto a 1995, una producción de energía eléctrica de 16 542 GWh en 1996, que representa un incremento anual de 2,5 % con respecto a 1995, la venta de 10 331 GWh, que representa un incremento anual de 4,9% con respecto a 1995 y un total de 2 775 699 usuarios en 1996.

· En los capítulos tercero y quinto se analiza la estructura tarifaria. Las tarifas eléctricas tienen como fundamento teórico los costos marginales y como componentes los costos de generación, transmisión y distribución hasta llegar a la tarifa final. Esta tarifa final se aplica a los usuarios mediante opciones tarifarias, que dependen de las características de consumo de cada uno.

En el capítulo cuarto se analiza los costos de conexión eléctrica porque forman parte del pago que tiene que hacer un usuario para tener suministro eléctrico y además estos costos intervienen en la estructura tarifaria a través de los costos de distribución. Estos costos dependen del tipo de red que tiene la zona donde vive el usuario y la potencia de energía que desea instalar en su predio e incluye un componente importante que es el medidor de energía eléctrica.

En el capítulo sexto se analiza el proceso de facturación del consumo de energía eléctrica, es decir cómo se llega a los montos que se indican en una factura, qué rubros se facturan y cómo se reclama, cuando la facturación es incorrecta.

Finalmente, se incluye un capítulo sobre el ahorro de energía eléctrica, para determinar porqué ahorrar, cómo ahorrar y cuánto ahorrar sin disminuir el grado de satisfacción personal en cuanto al uso de la electricidad.

---

<sup>1</sup> Coeficiente de electrificación es la relación entre la población que tiene servicio eléctrico y la población total del área que se toma como referencia.

A partir de la vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas en diciembre de 1992, se ha dado un giro en la gestión de la energía eléctrica, en comparación con la vigencia de la Ley General de Electricidad que establecía que las empresas eléctricas eran estatales de derecho privado, siendo ahora empresas privadas con capitales nacionales y extranjeros, un mercado de energía eléctrica de monopolio natural con tendencia a ser competitivo, con un sistema tarifario basado en costos marginales, reconociendo costos de eficiencia y una tasa de actualización del 12 % real anual, como remuneración a las inversiones de las empresas eléctricas.

El nuevo sistema tiene como objetivo mejorar el servicio eléctrico, pero esto no solamente significa variar precios o costos, sino básicamente lograr la eficiencia en todos los estamentos empresariales, porque desde el punto de vista técnico y económico, el valor estratégico de la energía debe entenderse como el valor agregado de todo proceso de producción y en un escenario de competencia como la que se pretende aplicar, todos los eslabones de la cadena productiva deben ser eficientes. En tal sentido, el servicio de energía eléctrica debe tener la calidad suficiente para que responda a su verdadero costo, es decir, las tarifas de energía eléctrica deben significar la calidad del servicio tanto a nivel de producción como de consumo.

Sin embargo, en una economía como la peruana, donde existe un monopolio en el mercado eléctrico, el nuevo sistema sólo está logrando utilidades para las empresas, porque el servicio a parte de tener un costo real alto, permanece casi igual, faltando mucho para lograr la mencionada calidad y eficiencia. Además puede ser cuestionable geopolíticamente y en términos de la seguridad nacional, que la generación y distribución esté en manos de empresas cuyos capitales se localizan en países fronterizos, particularmente el caso chileno. A pesar de ello, esto no se incorpora en el presente informe.

## **CAPÍTULO I**

### **ACTORES DEL PROCESO ELÉCTRICO**

#### **1.1 LOS USUARIOS O CLIENTES**

Los usuarios de la energía eléctrica son todos aquellos que realizan sus transacciones de electricidad en forma libre o regulada.

Los usuarios libres, son los que demandan una potencia eléctrica superior a 1000 kW ó 1 000 000 Watts, y en Lima Metropolitana son alrededor de 119 usuarios. Generalmente son grandes industrias que requieren energía para abastecer a sus fábricas. El límite está definido por la Ley de Concesiones Eléctricas.<sup>2</sup>

Los clientes regulados, son los usuarios residenciales, comerciales, pequeños industriales y otros, cuya máxima demanda de energía eléctrica es 1000 kW y pertenecen al servicio público de electricidad. En Lima Metropolitana existen 1 331 754 usuarios regulados de electricidad.

En el Cuadro N° 1.1.1 se observa la cantidad de usuarios de Lima Metropolitana. En 1996, sólo el 0,1 % del total de usuarios de la Capital son usuarios libres, mientras que el resto constituyen los usuarios regulados.

<sup>2</sup> De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento aprobado por D.S. N° 009-93-EM, constituye "servicio público de electricidad" el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta el límite de potencia equivalente al 20 % de la demanda máxima de la concesión de distribución, con un tope de 1000 kW. Este valor tope se fija cada cuatro años.



**Cuadro N° 1.1.1**  
**NÚMERO DE USUARIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO DE**  
**LIMA METROPOLITANA**

EMPRESA	1995	1996	PARTICIPACIÓN 1996
<b>USUARIOS REGULADOS</b>	<b>1 179 386</b>	<b>1 331 754</b>	<b>99,9 %</b>
Edelnor S.A.	623 037	728 662	54,7
Luz del Sur S.A.	556 349	603 092	45,2
<b>USUARIOS LIBRES</b>	<b>142</b>	<b>119</b>	<b>0,1 %</b>
Edelnor S.A.	92	74	0,06
Luz del Sur S.A.	50	45	0,003
<b>TOTAL</b>	<b>1 179 528</b>	<b>1 331 873</b>	<b>100,0 %</b>

Fuente: MEM-DGE

## 1.2 LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

Las empresas que producen, transmiten y comercializan la energía eléctrica se denominan empresas concesionarias, porque tienen una concesión otorgada por el Ministerio de Energía y Minas para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, en forma independiente.

### 1.2.1 Empresas Concesionarias de Generación y de Transmisión

Las empresas concesionarias de generación de energía eléctrica que abastecen a Lima y al país, a través del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y que constituyen el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES) son: ELECTROPERÚ, EDEGEL, ETEVENSA, ELECTRONOROESTE Y ELECTRONORTE, cuya producción total en 1996 fue de 9441 GWh, el cual representa el 58 % de la producción nacional. De este total, el 95 % es hidráulico y el 5 % es térmico. La empresa concesionaria de transmisión es ETECEN S.A.

El SICN abastece el 86 % de la demanda de servicio de energía eléctrica del país y tiene el 60 % de la potencia instalada nacional. La potencia efectiva del SICN en 1994 fue de 1 993,6 MW. La potencia instalada en 1995 fue de 2 802,9 MW y en 1996 de 2 935,9 MW, lo cual significa un incremento anual de 4,7 %.

El SICN está constituido por 5 empresas generadoras, 10 empresas distribuidoras que atienden cerca de 2 millones de clientes, y una empresa de transporte con 1641 Km. en líneas de transmisión. Abarca las ciudades de Ica, Huancayo, Cerro de Pasco, Huánuco, Tingo María, Lima, Huacho, Chimbote, Trujillo, Cajamarca, Chiclayo y Piura, con las centrales generadoras de Mantaro, Huallanca, Huinco, Matucana, Cañón del Pato y Carhuaquero.

Asimismo, el SICN distribuye energía eléctrica al 85 % del mercado libre del país y al 88 % del mercado regulado nacional, del cual el 20 % es de media tensión y el 80 % es de baja tensión. Con estos indicadores, el SICN es el sistema eléctrico más importante del país y su actividad repercute en cerca del 80 % en Lima Metropolitana.

En el Mapa N° 1.2.1, se observa los sistemas eléctricos del país.

### **1.2.2 Empresas Concesionarias de Distribución**

La energía eléctrica en Lima Metropolitana, es distribuida por las empresas concesionarias de distribución Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A., de capitales privados. Luz del Sur S.A. distribuye también electricidad en la ciudades de Cañete y Mala, mientras que Edelnor S.A. distribuye electricidad en las ciudades de Huaral, Huacho y Barranca.



INFORME DE INGENIERÍA  
EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN LIMA METROPOLITANA

MAPA No. 1.2.1  
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

Las características más importantes de las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A se muestran en el Cuadro N° 1.2.2. El área de concesión de ambas empresas se pueden ver en los Mapas Nos. 1.2.2 y 1.2.3

La propiedad de la empresa Luz del Sur S.A. está compartida por las siguientes entidades: accionistas peruanos 29 %, Administradoras del Fondo de Pensiones (AFP) del Perú 8 %, Chilquinta Internacional AVV (Chile) 26 %, inversionistas institucionales (USA-EUROPA) 22 % y Ontario Hydro International (15 %).

Cuadro N° 1.2.2  
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS EMPRESAS  
LUZ DEL SUR S.A. Y EDELNOR S.A.

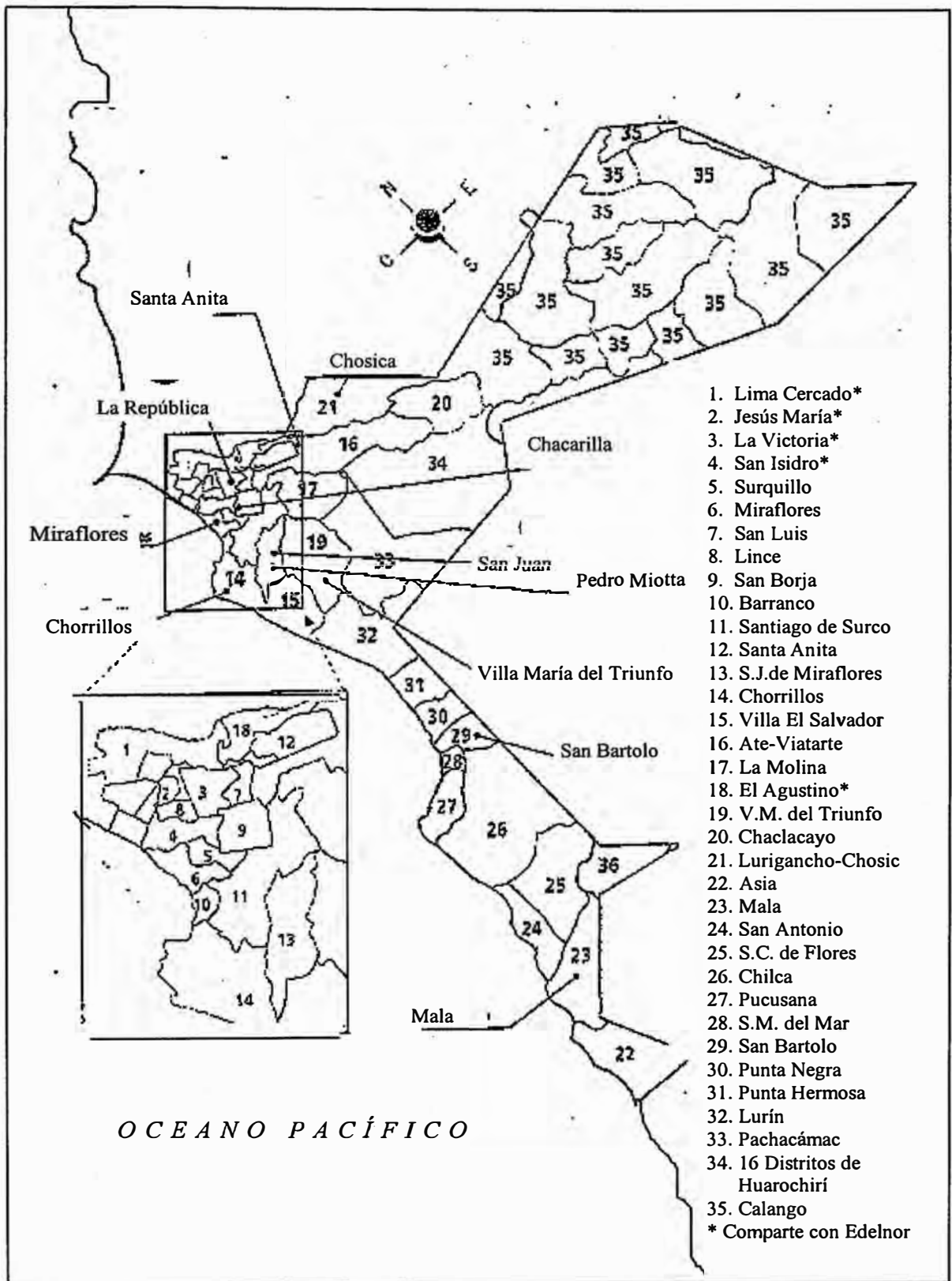
DATOS	LUZ DEL SUR	EDELNOR
Área de concesión (Km <sup>2</sup> )	3 000	1 838
Distritos de Lima Metropolitana	30 (1)	23 (1)
Número de usuarios	603 137	728 736
Coefficiente de Electrificación (%)	93,6	88
Inversiones en 1996 (Mill US\$)	45,0	14,0

Fuente: Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A.

(1) Incluyen 4 distritos cuya área comparten ambas empresas

La propiedad de la empresa Edelnor S.A. está compartida por las siguientes entidades: Inversiones Distrilima S.A. 60 %, Electrolima S.A. 36,3% y otros accionistas 3,7%.

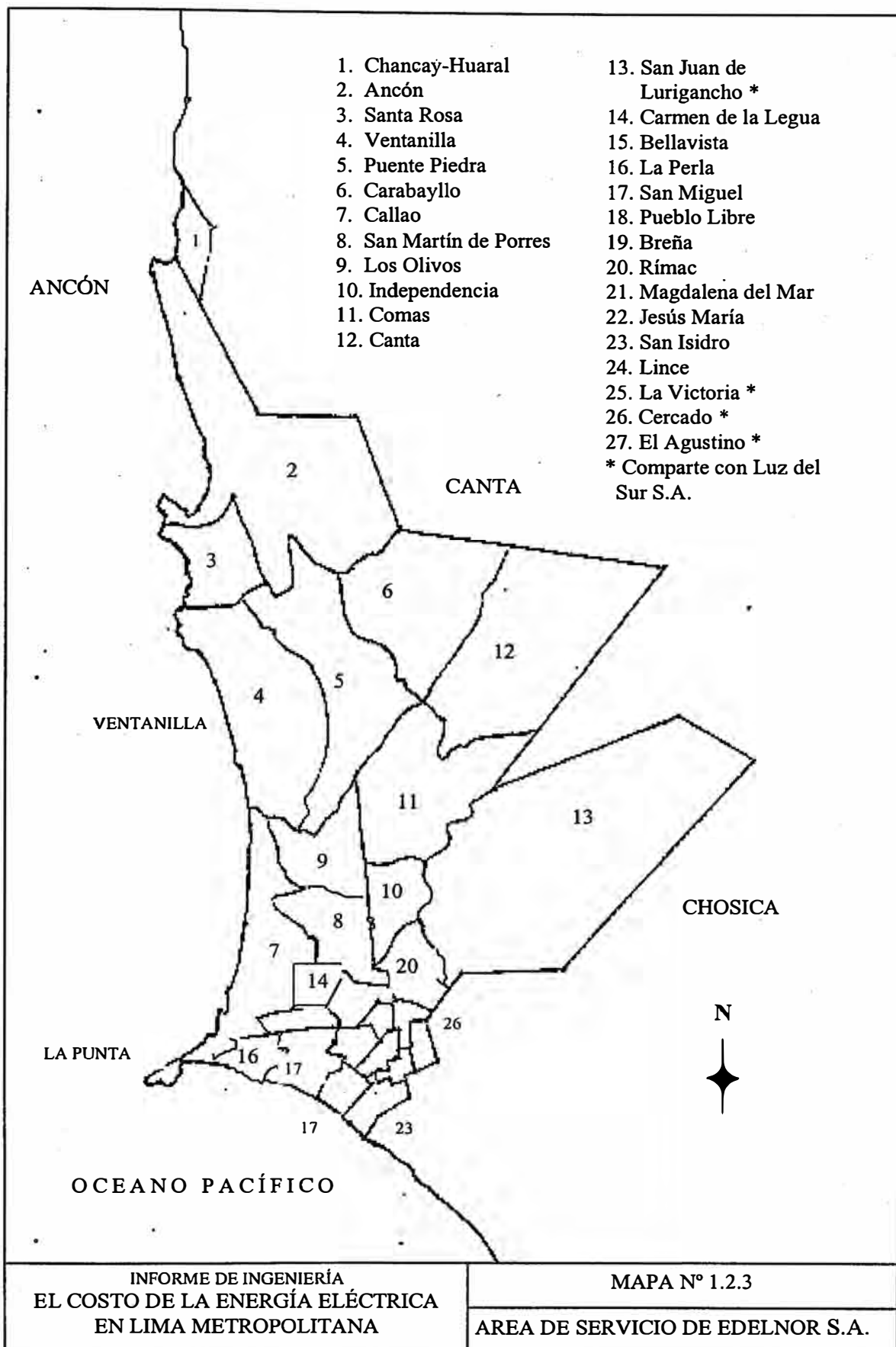
La distribución de las ventas de ambas empresas por sectores de consumo se detalla en el Cuadro N° 1.2.3, observándose que los sectores industrial y residencial son los mayores consumidores.



INFORME DE INGENIERÍA  
EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
EN LIMA METROPOLITANA

MAPA N° 1.2.2

ÁREA DE SERVICIO DE LUZ DEL SUR S.A.



Cuadro N° 1.2.3

**DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
LUZ DEL SUR S.A. Y EDELNOR S.A.**

<b>SECTOR</b>	<b>EDELNOR</b>	<b>LUZ DEL SUR</b>	<b>PAIS(1)</b>
Sector Industrial	51,0(2)	29,3	42,0
Sector Comercial		11,9	14,0
Sector Residencial	44,0	44,3	31,0
Uso General		9,5	8,0
Alumbrado Público	5,0	5,0	5,0

Fuente: Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A.

(1) Los datos se refieren al año 1996.

(2) Venta al sector productivo, incluye el sector comercial y uso general.

### **1.3 EL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA**

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es un organismo técnico responsable de coordinar la operación y mantenimiento del sistema eléctrico al mínimo costo, garantizando el óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos. Las funciones del COES son:

- a) Calcular los costos marginales de corto plazo (CMgCP) de energía.
- b) Planificar y coordinar la operación y mantenimiento del sistema al mínimo costo y controlar el cumplimiento de los programas de operación.
- b) Valorizar las transferencias de energía y potencia entre sus integrantes al CMgCP.
- c) Calcular la potencia y energía firme de cada unidad generadora<sup>3</sup>.
- e) Garantizar a sus integrantes la venta de su potencia y energía firmes.

<sup>3</sup> "Energía firme" es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las centrales hidroeléctricas y de indisponibilidad esperada para las centrales térmicas. Potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en 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.

Adicionalmente, el COES presenta a la Comisión de Tarifas Eléctricas, antes del 15 de marzo y 15 de setiembre de cada año, los estudios técnicos que explique y justifique lo siguiente:

- a) La proyección de la demanda de potencia de punta y energía del sistema.
- b) El programa de obras de generación y transmisión.
- c) Los costos de combustibles, de racionamiento y de operación.
- d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos.
- e) Los costos marginales.
- f) Los precios básicos de potencia y de energía.
- g) El costo total de transmisión.
- h) Los valores resultantes de precios en barra y fórmula de reajuste propuesta.

Para que se constituya un COES debe existir más de una empresa generadora y cumplirse simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) Potencia instalada total de la asociación de empresas generadoras mayor o igual a 100 MW.
- b) “Potencia efectiva”<sup>4</sup> total superior al 2% de la potencia efectiva del sistema interconectado.
- c) Comercialización de más del 35 % de su “Energía Producida”.

En la Figura N° 1.3.1, se muestra el esquema de operación del COES, suponiendo que está constituido por tres empresas generadoras.

Por disposición de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, se constituyó el COES del SICN con una potencia efectiva total de 1993.6 MW, el cual está integrado por las siguientes empresas:

---

<sup>4</sup> “Potencia efectiva” es la potencia disponible que resulta luego de deducir las pérdidas que tiene el sistema de la potencia instalada o potencia nominal. “Energía producida” es la cantidad de energía expresada en kilowatts-hora (kWh) que genera una o varias empresas.



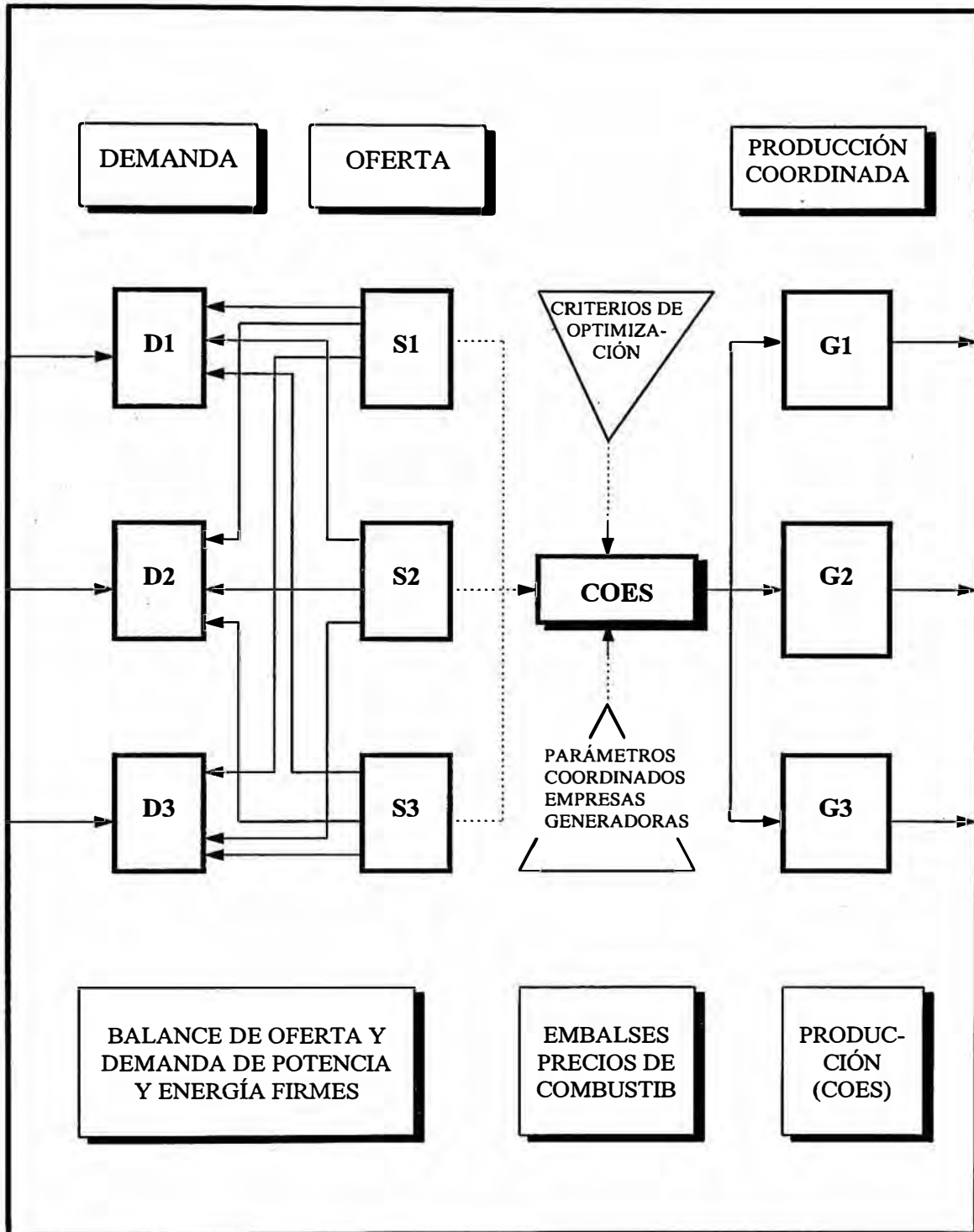


Figura N° 1.3.1: Comité de Operación Económica del Sistema

- a) EDEGEL S.A., participa con el 32 %
- b) ETEVENSA, participa con el 10 %
- c) ELECTROPERÚ S.A., participa con el 55 %
- d) Asociación ELNO-ELN, participa con el 3 %

La producción de energía del COES-SICN se puede ver en el Cuadro N° 1.3.1, observándose que las empresas ELECTROPERÚ y EDEGEL producen el 96,6% de la producción total.

**Cuadro N° 1.3.1**  
**PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL COES -SICN 1994-1996**  
**(GWh)**

EMPRESA	1994	1995	1996	% <sup>(2)</sup>
ELECTROPERÚ S.A. <sup>(1)</sup>	7282	7403	6166	67,5
EDEGEL S.A. <sup>(1)</sup>	3042	2633	2964	29,1
ETEVENSA S.A.	308	618	281	3,9
ELECTRO NOROESTE S.A.	57	50	15	0,4
ELECTRO NORTE S.A.	31	34	15	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>10720</b>	<b>10738</b>	<b>9441</b>	<b>100,0</b>

Fuente: MEM-DGE

(1) Las empresas ELECTROPERÚ y EDEGEL producen energía eléctrica de origen hidráulico, que significa el 95 % del total del SICN.

(2) Los porcentajes se refieren al promedio de los tres años de análisis.

#### **1.4 LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS**

La Comisión de Tarifas Eléctricas es un organismo técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas, con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, encargada de fijar las tarifas de energía eléctrica para el mercado regulado, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Tiene un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por Resolución Suprema por un periodo de cinco años y una Secretaría Ejecutiva integrado por profesionales altamente calificados. Los miembros son:

- a) Uno propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, quien lo preside.<sup>5</sup>
- b) Uno, elegido de la terna del Ministerio de Economía y Finanzas.
- c) Uno, elegido de la terna que propone el Ministerio de Industria, Turismo, Integración y Negociaciones Comerciales Internacionales.
- d) Uno, elegido de la terna que proponen los Concesionarios de Generación.
- e) Uno, elegido de la terna de los Concesionarios de Distribución.

Las funciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas son:

- a) Calificar a las empresas consultoras para realizar los estudios tarifarios.
- b) Elaborar los estudios para definir el sistema principal y sistemas secundarios de transmisión de cada sistema interconectado.
- c) Elaborar los estudios para definir los sectores de distribución típicos.
- d) Fijar los valores nuevos de reemplazo de transmisión y distribución.
- e) Fijar las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste.
- f) Fijar los bloques horarios y los factores de pérdidas de potencia y energía.
- g) Establecer el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico.
- h) Establecer los peajes de conexión y el costo de racionamiento<sup>6</sup>.
- i) Aprobar el VNR de las instalaciones de transmisión y distribución.
- j) Fijar, revisar y modificar las tarifas de energía eléctrica para el servicio público de electricidad de generación y transmisión y las fórmulas tarifarias para la distribución.

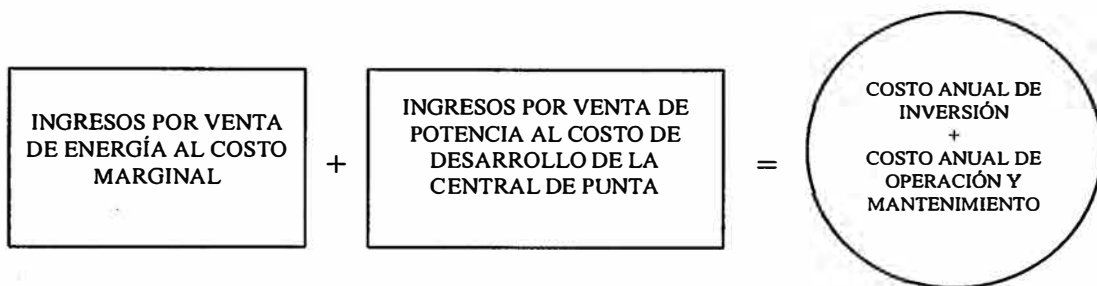
<sup>5</sup> El Presidente actual de la Comisión de Tarifas Eléctricas es el Ing. Eduardo Zolezzi Chacón.

<sup>6</sup> El costo de racionamiento es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Se calculará como valor único y representará los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.

Las tarifas son fijadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, como sigue:

- a) Tarifas en Barra: Cada 6 meses a partir del 01 de mayo y 01 de noviembre.
- b) Peajes de conexión: Anualmente a partir del 01 de mayo.
- c) Fórmulas Tarifarias: Cada 4 años a partir del 01 de noviembre de 1993.

La tarifa de energía eléctrica tiene como fundamento una relación de equilibrio que se busca entre los ingresos y los gastos por venta y producción del servicio, es decir lo que se gana debe ser igual a lo que se gasta, incluyendo el margen de rentabilidad establecido en 12% en el costo anual de la inversión.



En los periodos comprendidos entre la fijación de las tarifas, se aplican fórmulas de reajuste mensual, que se publican conjuntamente con las tarifas. A su vez los Concesionarios de Distribución deben publicar las tarifas en valores reales, resultantes de la aplicación de las fórmulas tarifarias emitidas por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

El presupuesto de la Comisión de Tarifas Eléctricas es cubierto por los aportes anuales que efectúan los concesionarios y empresas de electricidad, sujetas a la regulación de precios.<sup>7</sup> Los aportes para los años 1994-1996 se detallan en el Cuadro N° 1.4.1

<sup>7</sup> De acuerdo a Art. 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 234° de su Reglamento, las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, están obligadas a contribuir al sostenimiento de los Organismos Normativos y Reguladores, mediante aportes que no deben superar el 1 % de sus ventas anuales.

Cuadro N° 1.4.1

## APORTES DESTINADOS A LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

AÑO	BASE LEGAL	PORCENTAJE	APORTE (S/.)
1994	RM 332-93-EM/DGE	0,30 %	7 120 487
1995	RM 506-94-EM/VME	0,10 %	3 042 590
1996	RM 344-95-EM/VME	0,10 %	2 236 380
1997*	RM 468-96-EM/VME	0,29 %	7 320 811

Fuente: MEM-DGE

\* Corresponde al periodo enero-junio de 1997.

Los porcentajes son en base a las ventas anuales de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

## 1.5 EL ESTADO

El Estado está representado por la Dirección General de Electricidad, responsable del sector eléctrico y su función básica es fiscalizar, normar y promover el desarrollo del sector en las tres actividades básicas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los objetivos de la Dirección General de Electricidad son:

- a) Promover el crecimiento del sector eléctrico, que permita el desarrollo del país.
- b) Promover el acceso de la población al servicio de la electricidad.
- c) Garantizar la calidad del servicio eléctrico.
- d) Promover la competencia y el mercado libre entre los agentes del sector.
- e) Promover el uso eficiente de los recursos naturales con fines energéticos en concordancia con el ecosistema.
- f) Fiscalizar, directa o indirectamente el desarrollo de las actividades eléctricas, de acuerdo a las normas establecidas.

Mediante Ley N° 26734 se creó el Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG). Por Resolución Ministerial N° 192-97-EM/VME, a partir de enero de 1997, el aporte de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se prorratea entre la Dirección General de Electricidad 0,25 %, Comisión de Tarifas Eléctricas 0,29% y OSINERG el 0,46%<sup>8</sup>, que en conjunto suman el límite de 1% de sus ventas anuales. Los aportes a la Dirección General de Electricidad, se ven en el Cuadro N° 1.5.1.

Cuadro N° 1.5.1  
APORTES DESTINADOS A LA DIRECCIÓN GENERAL DE  
ELECTRICIDAD

AÑO	BASE LEGAL	PORCENTAJE	APORTE (S/.)
1994	RM 332-93-EM/DGE	0,09 %	2 136 146
1995	RM 506-94-EM/VME	0,06%	1 825 554
1996	RM 344-95-EM/VME	0,10 %	2 236 380
1997*	RM 468-96-EM/VME	0,25 %	6 311 044

Fuente: MEM-DGE

\* Corresponde al periodo enero-junio de 1997.

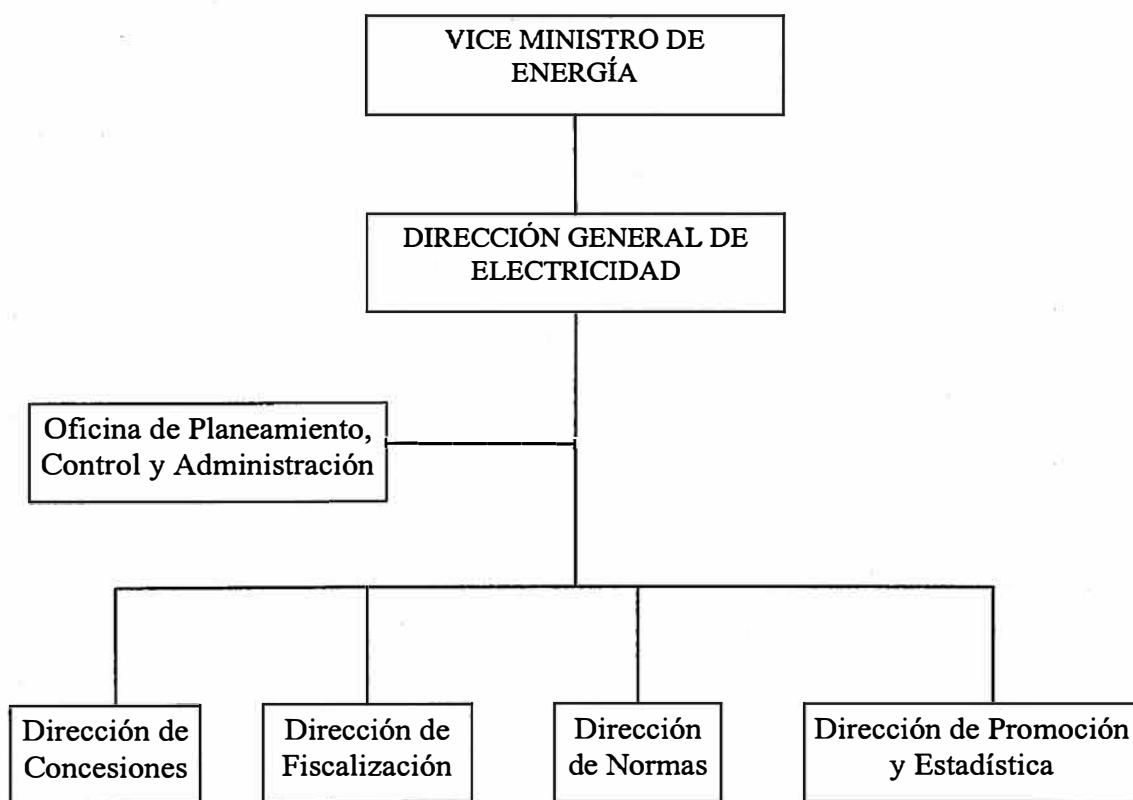
Los porcentajes son en base a las ventas anuales de las empresas eléctricas.

La organización de la Dirección General se puede ver en la figura N° 1.5.1

- a) **Dirección de Concesiones**, que registra, controla, evalúa y otorga concesiones y autorizaciones eléctricas para desarrollar actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- b) **Dirección de Promoción y Estadística**, que recopila, almacena, procesa y difunde la información estadística sobre el sector eléctrico, especialmente en sectores empresariales e inversionistas.

<sup>8</sup> Según la Ley N° 26734, los organismos reguladores del sector eléctrico son la Dirección General de Electricidad y el Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía (OSINERG).

- c) **Dirección de Normas**, que elabora, propone, expide y mantiene actualizadas las normas y directivas que regulan las actividades eléctricas, concordantes con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.
- d) **Dirección de Fiscalización**, que fiscaliza las actividades de generación, transmisión, distribución y utilización de electricidad, de acuerdo a las políticas, normas y dispositivos legales vigentes, en forma directa o a través de terceros.
- e) **Oficina de Planeamiento, Control y Administración**, que apoya en la elaboración y seguimiento de los programas anuales del sector y de la DGE, así como en las labores de apoyo administrativo, económico y financiero.



*Figura N° 1.5.1 : Organigrama de la Dirección General de Electricidad*

## **CAPÍTULO II**

### **CARACTERÍSTICAS DEL NEGOCIO ELÉCTRICO**

La legislación peruana actual promueve la participación del empresariado privado en el sector eléctrico bajo la concepción de negocios eléctricos en generación, transmisión y distribución de electricidad regidos por las reglas de libre mercado y sin restricción alguna, salvo las definidas por la Ley de Concesiones Eléctricas.<sup>9</sup>

#### **2.1 MERCADOS ELÉCTRICOS**

En la figura N° 2.1.1, se muestra la interrelación de los mercados eléctricos regulados y libre.

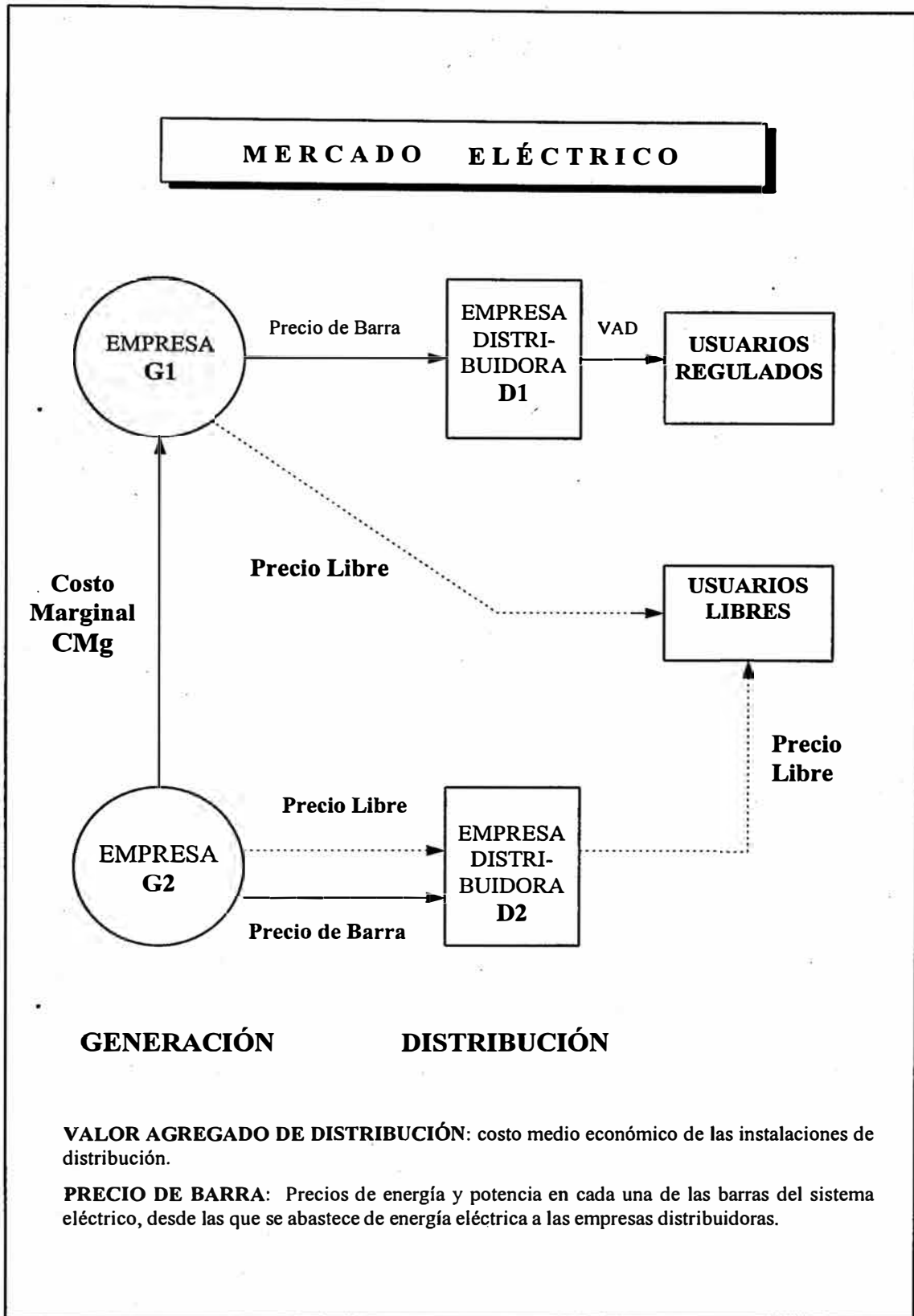
##### **2.1.1 Mercado Libre**

El “mercado libre”, está formado por usuarios con demandas de energía eléctrica superiores a 1 MW y las empresas suministradoras de electricidad, que pueden ser generadoras o distribuidoras. Los usuarios libres pueden comprar energía eléctrica a las empresas generadoras directamente o a las empresas distribuidoras, a precios libres, sin intervención del Estado, creando las condiciones para un mercado competitivo.

---

<sup>9</sup> Los dispositivos que promueven la participación del empresariado privado son: D. Leg. 674 “Ley de Promoción de la Inversión Privada”, D. Leg. 757 “Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada” y D. Leg. 758 “Ley de Promoción de las Inversiones Privadas en la Infraestructura de Servicios Públicos”





*Figura N° 2.1.1: Relaciones del Mercado Eléctrico*

Un tipo de mercado libre es el mercado de oportunidad para transacciones puntuales de energía.

### 2.1.2 Mercados Regulados

- a) ***Mercado Inter Generadores***, formado por las empresas generadoras de un sistema interconectado, entre las que se comercializa energía eléctrica a costos marginales.
  
- b) ***Mercado de Servicio Público***, formado por usuarios con consumos menores o iguales a 1 MW y las empresas distribuidoras que adquieren energía de las empresas generadoras a precio regulado y a su vez pueden vender a usuarios de servicio público de electricidad a precio regulado.

El 99,9 % de los usuarios de Lima Metropolitana tienen servicio regulado y compran el 71,1 % de la energía vendida en Lima, mientras que el 0,01 % que son usuarios libres compran el 28,9 % de dicha energía. Esto implica que el consumo del mercado libre es alto en comparación con el escaso número de usuarios.

En general, están sujetos a regulación de precios, lo siguientes rubros:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, por debajo de la potencia y energía firme del comprador.
- b) Las compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión.
- c) Las ventas de energía eléctrica de generadores a distribuidores destinadas al servicio público (mercado regulado).
- d) Las ventas a usuarios de servicio público de electricidad (mercado regulado).

## 2.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de energía eléctrica de las empresas generadoras más importantes, que forman parte del Sistema Interconectado Centro Norte y de quienes compran las empresas distribuidoras para abastecer la demanda de Lima Metropolitana, se detalla en el Cuadro N° 2.2.1

Cabe indicar que la diferencia entre la producción de energía de las empresas del SICN y la ventas a Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A. abastece al resto de usuarios del SICN.

Cuadro N° 2.2.1

### PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DESTINADA AL SICN 1994-1996 (GWh)

EMPRESA	1994	1995	1996 <sup>(1)</sup>
ELECTROPERÚ	7 282	7 403	6 166
EDEGEL S.A.	3 042	2 633	2 964
ETEVENSA	308	618	281
TOTAL	10 632	10 294	9 411

Fuente: MEM-DGE

- (1) Se nota un descenso con respecto al año anterior debido a la disminución en la generación de energía eléctrica de las empresas Electro Perú y Etevensa, la primera por la paralización de algunas centrales hidroeléctricas y la segunda porque su central se pone en funcionamiento sólo en horas de demanda máxima (horas punta), lo cual ha bajado por el programa de ahorro de energía, entre otras causas.

## 2.3 VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La venta de energía eléctrica en Lima Metropolitana, por empresas generadoras y distribuidoras, y por tipo de clientes, se detallan en los Cuadros Nos. 2.3.1 y 2.3.2.

Cuadro N° 2.3.1  
VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑOS 1995-1996  
LIMA METROPOLITANA (GWh)

EMPRESA	1994	1995	1996
<b>Generadoras (Usuarios Libres)<sup>(1)</sup></b>	<b>777</b>	<b>824</b>	<b>829</b>
EDEGEL S.A.	(2)	10	38
ELECTROPERÚ S.A.	777	814	791
<b>Distribuidoras (U. Regulados y Libres)</b>	<b>5 382</b>	<b>5 710</b>	<b>5 690</b>
Edelnor S.A.	2 575	2 758	2 862
Luz del Sur S.A.	2 807	2 952	2 828
<b>TOTAL</b>	<b>6 159</b>	<b>6 534</b>	<b>6 519</b>

Fuente: MEM-DGE

(1) Las ventas registradas corresponden a usuarios libres.

(2) No se constituía como empresa en 1994.

Se observa que las empresas generadoras EDEGEL y ELECTROPERÚ sólo venden energía a usuarios libres. Las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A. venden energía al mercado regulado y al mercado libre. Estas empresas cubren en promedio el 49,5 % del mercado libre de Lima Metropolitana y el 100% del mercado regulado.

Cuadro N° 2.3.2  
VENTA DE ENERGÍA AÑOS 1994-1996  
(GWh)

CLIENTES	EDELNOR S.A.			LUZ DEL SUR S.A.		
	1994	1995	1996	1994	1995	1996
Regulados	1 827	1 953	2 035	2 015	2 137	2 331
Libres	747	805	827	792	814	497
<b>Total</b>	<b>2 574</b>	<b>2 758</b>	<b>2 862</b>	<b>2 807</b>	<b>2 951</b>	<b>2 828</b>

Fuente: MEM-DGE

De los cuadros Nos. 2.3.1 y 2.3.2, se deduce que en 1996, el 31.2 % de la energía vendida en Lima Metropolitana se destina al mercado regulado de Edelnor S.A. y el 35.8 % al mercado regulado de Luz del Sur S.A.

## 2.4 INDICADORES DE EVALUACIÓN

La calidad del servicio eléctrico que se brinda a los usuarios, se evalúa mediante los siguientes indicadores:

- a) Eficiencia del servicio
- b) Calidad del servicio
- c) Gestión comercial

La eficiencia del servicio eléctrico se mide por indicadores como pérdidas técnicas y pérdidas comerciales. Las pérdidas técnicas ocurren en las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución y es directamente proporcional a la intensidad de corriente que circula, es decir a más corriente, más pérdida técnica.<sup>10</sup>

Las pérdidas comerciales se refieren al hurto de energía por usos clandestinos o suministros no autorizados y por conexiones clandestinas de suministros ya autorizados. A estos usos indebidos se les denomina “clandestinaje”.

La calidad del servicio se refiere a la frecuencia del suministro de energía eléctrica sin interrupciones ni oscilaciones. Se mide por el número de interrupciones.

<sup>10</sup> Las pérdidas técnicas se calculan por la siguiente ecuación  $P=I^2r$ , donde P es la potencia expresada en kilowatts (kW), I es la intensidad de corriente expresada en amperios (A) y r es la resistencia expresada en ohmios.

En caso que las interrupciones fueran mayores de cuatro horas continuas, el concesionario tiene que compensar al usuario, en la factura siguiente al mes en que se produjo la interrupción<sup>11</sup>.

La gestión comercial se evalúa por la cantidad de las reclamaciones de los clientes atendidos y los plazos en que han sido atendidos, grado de atención de las solicitudes de nuevos suministros y número de facturaciones en base a lecturas. En la atención de nuevos suministros se ha logrado un avance significativo, así como en la lectura mensual de los medidores.

Los indicadores de evaluación de las empresas concesionarias de distribución de Lima Metropolitana se observan en el Cuadro N° 2.4.1

Cuadro N° 2.4.1

## INDICADORES DE EVALUACION

INDICADORES	EDELNOR S.A.		LUZ DEL SUR S.A.	
	1995	1996	1995	1996
<b>a) Eficiencia del servicio</b>				
Pérdidas en transmisión (%)	2,0	1,9	1,6	1,5
Pérdidas en distribución (%)	16,1	14,6	15,6	14,0
Pérdidas por clandestinaje (%)	0,1	0,1	0,1	0,1
Pérdidas por clandestinaje (GWh)	2,7	2,0	2,4	1,9
<b>b) Calidad del servicio</b>				
Frecuencia de interrupciones (N°/mes)	10	32	12	2
<b>c) Gestión comercial</b>				
Cantidad de reclamos atendidos (%)	60	90	63	95
Atención de reclamos (días)	50	30	45	30
Atención de nuevos suministros (días)	45	15	40	14
Facturación en base a lecturas (%)	96	97	94	97

Fuente: Informes de Evaluación de Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A.

<sup>11</sup> El procedimiento de compensación se detalla en el punto 6.8 del trabajo. Las interrupciones registradas en 1996 se puede ver en el Anexo III.

## **CAPÍTULO III**

### **DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS**

Las tarifas de servicio público de electricidad se han establecido luego de analizar su fundamento técnico y económico. El fundamento económico es el análisis del costo marginal.

Existe una tarifa máxima de generador a distribuidor, que es la tarifa a la que compran la energía las distribuidoras, y otra tarifa máxima de distribuidor a cliente final, que es la tarifa máxima a la que venden la energía las empresas distribuidoras. Ambas son fijadas mediante el mismo procedimiento, tratado en el presente capítulo.

#### **3.1 FUNDAMENTO TEÓRICO: COSTOS MARGINALES**

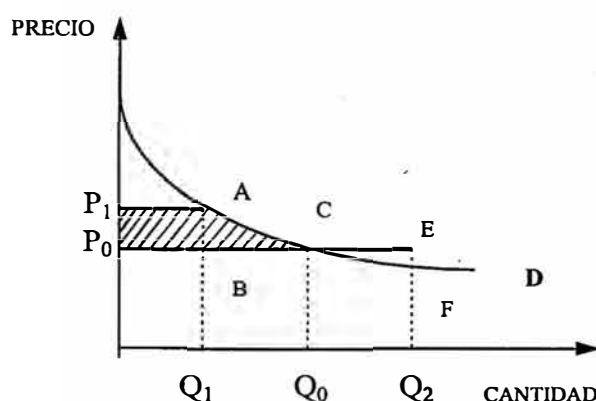
La teoría económica define el concepto de *costo marginal* como el costo que se incurre al producir una unidad adicional de un bien o servicio.

El bienestar que una sociedad puede alcanzar, dada una cierta distribución del ingreso, depende del precio de los diferentes bienes y servicios, puesto que precios de eficiencia significan una óptima asignación de recursos.

Se puede mostrar el efecto que tienen los precios en la demanda, producción y bienestar de la comunidad mediante el siguiente razonamiento.

### 3.1.1 Excedente del Consumidor

Supongamos que en la figura 3.1.1, la curva D, representa la demanda para un bien cualquiera. El precio está midiendo la utilidad marginal de la satisfacción que el consumidor recibe por consumir un determinado bien.



*Figura 3.1.1: Excedente del Consumidor*

Para un precio  $P_0$ , se demanda una cantidad  $Q_0$ , cualquier variación en la cantidad demandada le representará al consumidor menos satisfacción. En efecto, si para el precio  $P_0$  un consumidor demandara una cantidad más alta, como  $Q_2$ , este incremento en su consumo le reportará un beneficio menor que si lo destinara al consumo de otros bienes, puesto que el precio que estará pagando es mayor que la utilidad marginal que él recibe por consumir ese bien, representada por la curva de demanda, por lo tanto tendrá una pérdida en su bienestar igual al área CFE.

Cuando un consumidor demanda exactamente la cantidad  $Q_0$ , su pérdida será cero, puesto que paga un precio  $P_0$  y recibe una satisfacción igual a  $P_0$ . Los consumidores situados en un punto más atrás de la curva de demanda, van a tener un excedente, puesto que pagan un precio menor que aquel que están dispuestos a pagar por consumir una cantidad determinada de ese bien.



Por ejemplo, si un consumidor está dispuesto a pagar  $P_1$  por consumir  $Q_1$ , tendrá un excedente igual a  $P_1$ , que es la medida de satisfacción que él recibe, menos el precio que efectivamente paga  $P_0$ , por lo que su excedente será el área  $P_1ABP_0$ . El excedente total para la comunidad, desde el punto de vista de los consumidores, será entonces al área bajo la curva de la demanda, hasta el punto  $Q_0$ .

### 3.1.2 Excedente del Productor

En la figura 3.1.2, se observa claramente el excedente que obtendrá el productor que enfrenta el mercado eléctrico.

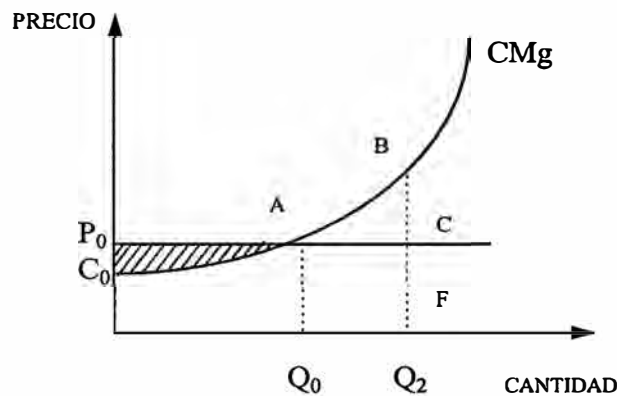


Figura 3.1.2: Excedente del Productor

El productor que ofrece en el mercado ese mismo precio  $P_0$ , está dispuesto a producir y vender cantidades adicionales de este bien, siempre y cuando esta producción adicional le reporte un beneficio extra. Por cada unidad que produzca va a tener que utilizar recursos adicionales como mano de obra, materias primas y otros. Este costo adicional es el “*costo marginal*” y está representado en la figura por la curva  $CMg$ , que es a su vez la curva de oferta del productor.

Al productor le conviene aumentar su producción hasta el punto donde su costo marginal iguale al precio, que es la medida de su ingreso marginal, es decir en  $(P_0, Q_0)$ , puesto que, cualquier desviación de este nivel de producción, se traduce en una disminución de los beneficios que obtiene. Por ejemplo, un incremento en la producción por encima de  $Q_0$ , como  $Q_2$ , implica una disminución de los beneficios igual al área ABC.

En consecuencia, el excedente desde el punto de vista del productor será el área  $P_0AC_0$ .

### 3.1.3 Excedente para la Sociedad

En la figura 3.1.3, el excedente para la sociedad en su conjunto, es el área formada por el área bajo la curva de demanda y el precio de mercado  $P_0$ , y el área sobre la curva de costos marginales y el precio, es decir es el excedente tanto del consumidor como del productor resultante de la intersección de la curva de oferta y demanda.

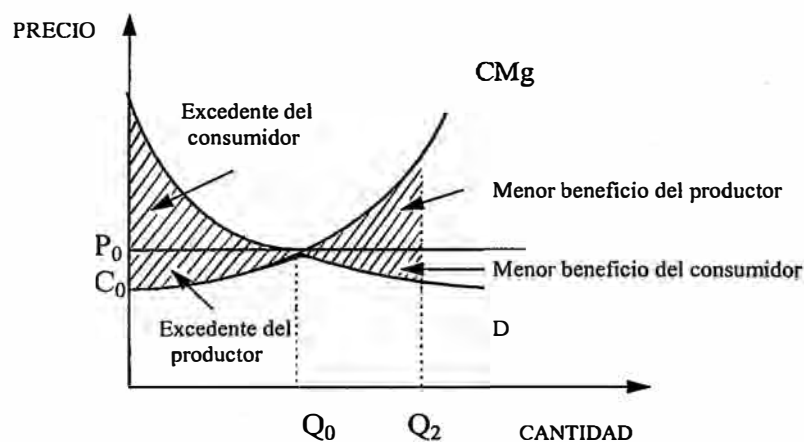


Figura 3.1.3: Excedente para la Sociedad

Por lo tanto, desde el punto de vista del bienestar social, el óptimo es fijar los precios en donde la cantidad demandada es igual a la cantidad ofrecida, es decir cuando el precio, que es la medida del valor marginal de la satisfacción que el consumidor recibe, sea igual al costo marginal del productor. Esta situación no se presenta así en un mercado controlado por un monopolio, en el que el precio no es un dato, sino una variable dependiente de la cantidad vendida.

La situación descrita corresponde a un modelo de competencia perfecta que no se da en la realidad, ésto constituye la flaqueza del modelo utilizado para determinar los precios de la energía eléctrica.<sup>12</sup>

En la figura 3.1.4, se presenta un Modelo de Monopolio: supongamos que el monopolio tiene un costo marginal representado por la curva CMg. Al controlar el mercado de este producto, él podrá fijar su nivel de producción en el punto donde logre maximizar su excedente, como  $Q_1$  y venderá a  $P_1$ , su excedente a este nivel de producción será el área  $P_1ABC_0$ , es decir el área entre la horizontal formada por  $P_1A$  y la curva de costos marginales.

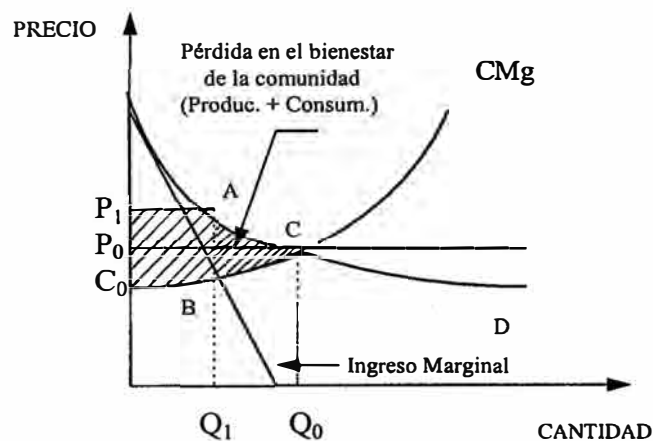


Figura 3.1.4: Excedente para la Comunidad en presencia de Monopolio

<sup>12</sup> Los modelos que se presentan en la realidad es la competencia en mercados no perfectos.

El precio  $P_1$  está fijado por encima del nivel de equilibrio entre la oferta y la demanda y hay una pérdida neta para la sociedad en su conjunto igual al área ABC, por la presencia del monopolio en el mercado de este producto, puesto que producirá menos bienes que los deseados por la comunidad que será  $Q_0$ .<sup>13</sup>

En consecuencia, los precios juegan un papel importante en el bienestar social, ya que tener precios de eficiencia implicarán una óptima asignación de recursos, y que no sea utilizado por el monopolio con fines usureros. Un instrumento de política económica para inducir al monopolio a producir la cantidad socialmente deseada, es someter a éste a competencia, fijando los precios a nivel de precios internacionales, es decir:

$$\text{Precio Internacional} = \text{Costo Marginal para el País}$$

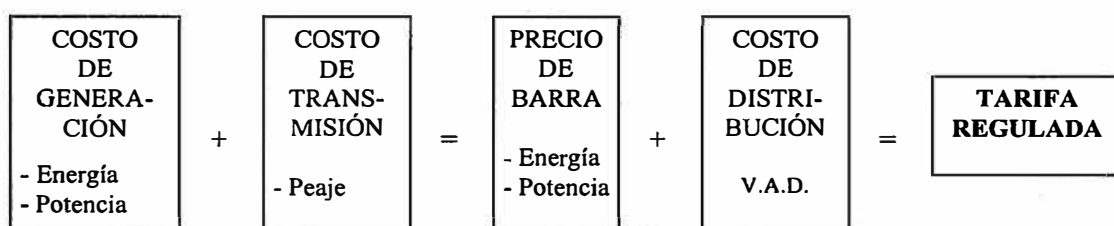
Las actividades económicas como los servicios públicos de electricidad, comunicación telefónica y agua potable, implican la existencia de los llamados “*monopolios naturales*”, que por sus características de abastecimiento al mercado local no están ligados a mercados externos y no pueden transarse internacionalmente, siendo necesario que los precios reflejen la estructura de producción interna. Entonces, en el caso de la electricidad, el precio se determina en función del costo marginal que se incurre para asegurar el suministro del servicio.

Debido a las características de los sistemas eléctricos, donde la demanda varía ampliamente durante las horas del día, habrá momentos en que ésta pueda ser abastecida con las instalaciones existentes, y otras, específicamente en horas punta, en que será necesario invertir para introducir más unidades generadoras para satisfacer la demanda insatisfecha.

<sup>13</sup> El monopolista no fija el precio, sino los ubica de acuerdo a su condición de equilibrio:  $CMg=Img$ , además no fija la posición de la curva de demanda y, portanto del ingreso marginal.

Cuando los costos varían por aumento en una unidad adicional de la cantidad producida con el equipo generador existente, se darán los “*Costos Marginales de Corto Plazo*” y cuando los costos varían por aumento en una unidad adicional de la cantidad producida con las nuevas unidades generadoras en que se requiere invertir, se darán los “*Costos Marginales de Largo Plazo*”, que responden a cambios en la escala de producción, los que a su vez responden a aumentos de la demanda.

A continuación se analiza el procedimiento establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas para determinar la tarifa o precio de la energía eléctrica para el mercado regulado, lo cual se resume en el siguiente esquema:



## 3.2 COSTOS DE GENERACIÓN

La estimación de costos marginales en las tarifas de electricidad, se basa en un mercado donde la oferta está limitada, al menos en el corto plazo.

### 3.2.1 Costos por Energía y por Potencia

El *Costo por Energía* es el costo de operación producido por aumento de la demanda de energía eléctrica, cuando las plantas no se utilizan a plena capacidad.

Si la demanda crece en horas punta, en que se usa plenamente la capacidad de las instalaciones, el servicio presenta riesgos de falla de suministro y será necesario restringir el servicio o elevar el precio de la energía en estas horas, para adaptar la demanda a la capacidad de las instalaciones.

El *Costo por Potencia* es el costo de instalar capacidad adicional para cubrir el incremento de la demanda en el largo plazo, en el que no sólo puede variar el nivel de producción, sino también el tamaño de la planta.

El *Costo Marginal por Energía*, es el costo de generar un kWh adicional de la central no utilizada a plena capacidad en ese momento, ante un aumento de la demanda y el *Costo Marginal por Potencia* es el costo de instalar mayor capacidad de generación para cubrir la demanda en las horas punta.

### 3.2.2 Metodología para Determinar los Precios de Energía y de Potencia

Los precios de energía y de potencia de punta son determinados por el COES, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se calcula el Precio Básico de la Energía, como el promedio ponderado del Valor Presente del producto de la demanda por el costo marginal de cada periodo y el Valor Presente de la demanda de cada periodo proyectado. La actualización se efectúa con la tasa de 12 % real anual<sup>14</sup>.

$$PE = \frac{VP(Dn * CMgn)}{VP(Dn)}$$

<sup>14</sup> La Ley de Concesiones Eléctricas, establece esta tasa con el fin de remunerar a las inversiones eléctricas con el 12 % de rentabilidad anual, la que sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas. La Comisión de Tarifas Eléctricas calcula esta rentabilidad, considerando las tarifas básicas a clientes finales; si no difiere en más de cuatro puntos de 12 %, se mantiene, de lo contrario se ajustan proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo, superior o inferior (8% o 16% respectivamente).

donde:

PE = Precio Básico de la Energía.

Dn = Demanda proyectada para el periodo "n"

CMg = Costo Marginal a corto plazo calculado para cada barra<sup>15</sup>.

n = Periodo de análisis equivalente a 48 meses<sup>16</sup>.

Se elabora un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en el periodo, considerando las que están en construcción y en el Plan Referencial<sup>17</sup> y un programa de operación y mantenimiento al mínimo costo, también actualizado a la tasa de 12 %.

- b) Se calcula el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando la suma de la inversión anual actualizada más los costos de operación y mantenimiento de la central de punta más económica que suministre potencia en las horas punta, por un "factor de indisponibilidad teórica"<sup>18</sup>.

$$PP = (I + COYM) * (1 - f_d)$$

donde:

PP = Precio Básico de Potencia de Punta

I = Monto de Inversión para renovar los equipos, instalación y conexión al sistema con las tecnologías y los precios vigentes en el mercado, actualizado con el factor  $frc_{i,n}$ .<sup>19</sup>

i = Tasa de actualización real anual equivalente a 12%

<sup>15</sup> Barra es el punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

<sup>16</sup> El primer periodo de 48 meses está comprendido entre mayo de 1993 a noviembre de 1997.

<sup>17</sup> El Plan Referencial es elaborado por el Ministerio de Energía y Minas anualmente y es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el incremento de la demanda de energía en el mediano plazo.

<sup>18</sup> El factor de indisponibilidad teórica es el complemento del factor de disponibilidad de las unidades generadoras del Sistema y es determinado por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

<sup>19</sup> La inversión anual es igual al Valor Nuevo de Reemplazo de la central de punta.

$n$  = Vida útil del equipo de generación (20 años) y del equipo de conexión (30 años).

COYM= Costo fijo de operación y mantenimiento equivalente al 1,1 % del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)<sup>20</sup> de la central de punta.

$f_d$  = Factor de disponibilidad teórica promedio del SICN igual a 82 %.

La unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del SICN es una Turbina a Gas de 110,2 MW de potencia efectiva, ubicada en Lima.

### 3.2.3 Detalle de los Precios Básicos de Potencia de Punta y de Energía

Los precios básicos de la potencia de punta y de la energía del SICN, según las Resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas, se muestran en los Cuadros Nos. 3.2.1 y 3.2.2, respectivamente. Se observa que el precio básico de potencia de punta del SICN en el reajuste de noviembre 1996 sufrió un incremento de 19 % con respecto a noviembre 1995.

De otra parte, los precios básicos de la energía en horas punta sufrieron una disminución de 9 % en noviembre 1996 con respecto a noviembre 1995 y la energía en horas fuera de punta bajó en 10,6 % en el mismo periodo.

Los cálculos se efectuaron con el modelo denominado JUNÍN y actualizado a los modelos JUNRED y JUNTAR.<sup>21</sup>

<sup>20</sup> El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. Se emplean costos unitarios a precios de mercado.

<sup>21</sup> El Modelo JUNÍN (versiones JUNRED-JUNTAR) es un modelo de despacho de energía uninodal que permite optimizar la operación de sistemas hidrotérmicos con un solo embalse (el lago Junín) en etapas mensuales, utiliza programación dinámica estocástica para establecer el valor del agua embalsada y, mediante simulación, determina estrategias de operación del parque generador. Asimismo calcula los costos marginales esperados en el periodo de análisis. El modelo utilizó datos de hidrología de un periodo de 36 años (1957-1992) y proyectó la demanda esperada hasta el año 1999.



Cuadro N° 3.2.1  
**PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA DE PUNTA DEL SICN**  
 (US\$/kWh-Año)

RESOLUCIONES DE LA COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS	PERIODO DE VIGENCIA	PRECIO BASICO DE POTENCIA	%
Res. N° 001-94-P/CTE (Feb. 1994)	Ene 94 a Abr 94	72,46	
Res. N° 006-94-P/CTE (Jun. 1994)	May 94 a Oct 94	72,46	0,0
Res. N° 015-94-P/CTE (Nov. 1994)	Nov 94 a Oct 95	77,18	6,5
Res. N° 023-95-P/CTE (Nov. 1995)	Nov 95 a Abr 96	71,04	-7,9
Res. N° 013-96-P/CTE (Jun. 1996)	May 96 a Oct 96	71,04	0,0
Res. N° 022-96-P/CTE (Nov. 1996)	Nov 96 a Oct 97	84,69	19,2

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

El parque generador se convierte en sistema económicamente adaptado en el año 1997. El precio básico de la energía se ajustó de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas, en el sentido que no pueden diferir en más del 10 % del precio de mercado libre.

Cuadro N° 3.2.2  
**PRECIOS BASICOS DE ENERGIA DEL SICN**  
 (Mill US\$/kWh)<sup>(1)</sup>

RESOLUCIONES DE LA COMISION DE TARIFAS ELÉCTRICAS	EN PUNTA (HP)	FUERA DE PUNTA (FP)	PRECIO BASICO DE ENERGÍA	HP/FP
Res. N° 001-94-P/CTE (Feb. 1994)	46,50	23,30	28,80	1,99
Res. N° 006-94-P/CTE (Junio 1994)	62,40	33,80	28,80	1,85
Res. N° 015-94-P/CTE (Nov. 1994)	54,30	21,70	29,50	2,50
Res. N° 023-95-P/CTE (Nov. 1995)	60,60	28,50	35,80	2,13
Res. N° 013-96-P/CTE (Junio 1996)	55,60	29,91	35,96	1,86
Res. N° 022-96-P/CTE (Nov. 1996)	54,88	25,50	31,99	2,15

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

<sup>(1)</sup> Significa milésimas de US\$/kWh.

Según la proyección de la demanda efectuada en noviembre de 1996, el 22,1% del consumo anual de energía se demanda en el bloque horario “presente en punta” y el 77,9% en el bloque “fuera de punta”, siendo el “factor de carga” del SICN de 71 %. Este último se observa en el Cuadro N° 3.2.3

Cuadro N° 3.2.3  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN EL SICN  
1996-2001

AÑO	MAXIMA DEMANDA (MW)	CONSUMO ANUAL (GWh)	FACTOR DE CARGA (1) (%)	TASA DE CRECIMIENTO (%)	
				Potencia	Energía
1995	1 797	11 045	70,2		
1996	1 774	11 035	71,0	-1,3	-0,1
1997 <sup>(2)</sup>	2 050	12 425	69,2	15,6	12,6
1998	2 150	13 510	71,7	4,9	8,7
1999	2 250	14 150	71,8	4,7	4,7
2000	2 350	14 860	72,2	4,4	5,0
2001	2 475	15 590	71,9	5,3	4,9

Fuente: Resolución N° 022.96-P/CTE de la Comisión de Tarifas Eléctricas

(1) El factor de carga es la relación entre la demanda media y la demanda máxima.

Expresa el porcentaje de carga que se utiliza al mismo tiempo.

(2) En junio de dicho año se incorpora Centromín Perú y Talara.

El precio medio de generación en mayo de 1996 y mayo de 1997 fue de 7.06 y 8.07 Ctmo S/./kWh, respectivamente, creciendo en términos nominales en 14,29 %, mientras que la inflación en el mismo periodo se incrementó en 19,4 %, por lo que el costo de generación en dicho periodo disminuyó en términos reales. Esta tendencia, según la Comisión de Tarifas Eléctricas<sup>22</sup>, se debe a las expectativas de contar a futuro con fuentes de energía más barata (Gas de Talara, Camisea y Aguaytía) y las reservas con que cuentan las empresas generadoras que finalmente incidirían en una reducción de la tarifa final en 5,2 % aproximadamente.

<sup>22</sup> En “Cobertura de Servicio Eléctrico llegará a 70% a fin de Año”, Gestión, 26-08-97.

### 3.3 COSTOS DE TRANSMISIÓN

Para garantizar un mercado de competencia en el sistema eléctrico, los generadores pueden usar libremente las instalaciones de transmisión, mediante el pago de una compensación o *costo de transmisión* constituido por un peaje y un ingreso tarifario.

#### 3.3.1 Sistema de Transmisión Principal y Secundarios

Las instalaciones de transmisión comprenden el Sistema de Transmisión Principal y los Sistemas de Transmisión Secundarios.

*El sistema principal* es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado que comprende líneas y subestaciones de alta tensión (AT) o muy alta tensión (MAT) y permite el flujo bidireccional de energía. Permite además a los generadores comercializar libremente potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

*Los sistemas secundarios* son aquellas partes del sistema de transmisión que llevan energía desde las barras del sistema principal hasta las barras desde donde se transfiere electricidad hacia un distribuidor o consumidor final. Permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

En cada sistema interconectado, el Ministerio de Energía y Minas define el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión. La clasificación de los sistemas del SICN se puede ver en el Cuadro N° 3.3.1

La barra Santa Rosa constituye el punto referencial para calcular los precios de barra para las empresas Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A.

## Cuadro N° 3.3.1

## SISTEMAS PRINCIPALES Y SECUNDARIOS DEL SICN

BARRA		TENSION (kV)	SISTEMA(1) Res.001-94-/CTE	SISTEMA(2) Res.006-94-/CTE
DESDE	HASTA			
Chiclayo Oeste	Piura	220	Secundario	Secundario
Chiclayo Sur	Chiclayo Oeste	220	Secundario	Principal
	Chiclayo Oeste		Secundario	Principal
Guadalupe	Chiclayo Sur	220	Secundario	Principal
	Chiclayo Sur		Secundario	Principal
Trujillo Norte	Guadalupe	220	Secundario	Principal
Chimbote 1	Trujillo Norte	220	Principal	Principal
	Trujillo Norte		Principal	Principal
Paramonga	Chimbote 1	220	Principal	Principal
Zapallal	Paramonga	220	Principal	Principal
Ventanilla	Zapallal	220	Principal	Principal
Chavarría	Ventanilla	220	Principal	Principal
	Ventanilla		Principal	Principal
Santa Rosa	Chavarría	220	Principal	Principal
San Juan	Santa Rosa	220	Principal	Principal
	Santa Rosa	220	Principal	Principal
Independencia	San Juan	220	Secundario	Secundario
	San Juan		Secundario	Secundario
Ica	Independencia	220	Secundario	Secundario
Marcona	Ica	220	Secundario	Secundario

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

(1) Esta clasificación rige a partir del 01 de noviembre de 1993

(2) Esta clasificación rige a partir del 01 de mayo de 1994

### 3.3.2 Composición del Costo Total de Transmisión

El Costo Total de Transmisión está formado por la anualidad de la inversión y costos de operación y mantenimiento del “sistema económicamente adaptado”<sup>23</sup> de transmisión.

<sup>23</sup> Sistema Económicamente Adaptado es el sistema eléctrico optimizado, con criterios técnicos de continuidad, confiabilidad, calidad de suministro y costos eficientes, destinado a prestar servicio eléctrico tal que exista una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía.

La anualidad de la inversión se calcula considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones con una vida útil de 30 años y una tasa de actualización de 12% que considera el riesgo de inversión en el país.

$$CT = AVNR + COYM$$

donde:

CT = Costo Total de Transmisión

AVNR = Anualidad del VNR del sistema económicamente adaptado.

COYM = Costos eficientes de operación y mantenimiento

El sistema de transmisión económicamente adaptado es una red de transmisión dimensionada a los requerimientos de la demanda en el periodo de fijación tarifaria (4 años), con el menor costo y manteniendo un adecuado nivel de servicio.

*a) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)*

El valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considera el valor de las instalaciones nuevas económicamente adaptadas, considerando el estado de la tecnología y costos de mercado, que reemplazan a las existentes.

La anualidad de la inversión se calcula multiplicando el VNR por el factor de recuperación del capital que tome en cuenta la vida útil de las instalaciones y una tasa de descuento que incluya el riesgo de inversión.

$$AVNR = VNR * frc_{i,n}$$

donde:

AVNR = Anualidad del valor nuevo de reemplazo

VNR = Valor Nuevo de Reemplazo

$frc_{i,n}$  = Factor de recuperación de capital igual a  $i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$

$i$  = Tasa de descuento

$n$  = Vida útil de las instalaciones

### *b) Costos de Operación y Mantenimiento*

Los costos de operación y mantenimiento consideran costos eficientes para el sistema económicamente adaptado y comprende los siguientes rubros: personal, mantenimiento, combustibles y lubricantes, seguridad de las instalaciones, materiales y otros gastos operativos.

### **3.3.3 Compensación de la Transmisión**

Las empresas generadoras conectados al Sistema de Transmisión Principal, abonan mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión. Este pago se efectúa por separado a través de dos conceptos denominados: Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

#### *a) Ingreso Tarifario*

El ingreso tarifario para el Sistema de Transmisión Principal y Secundarios es la diferencia entre el valor de toda la energía y potencia máxima retirada y el valor de toda la energía y potencia máxima entregada, valorizados ambos con las respectivas tarifas en barra.

$$IT = (Ps * Pps + Es * Pes) - (Pe * Ppe + Ee * Pee)$$

donde:

IT = Ingreso tarifario

Ps y Pe = Potencias a la salida y entrada de la barra, respectivamente

Es y Ee = Energías a la salida y entrada de la barra, respectivamente

Pps y Ppe = Precios de potencia en las barras de salida y entrada

Pes y Pee = Precios de energía en las barras de salida y entrada

### *b) El Peaje por Conexión*

El peaje por conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario Total esperado para el Sistema Principal de Transmisión.

$$PX = CT - IT$$

donde:

PX = Peaje por conexión

CT = Costo total de transmisión

IT = Ingreso tarifario

El peaje por conexión es asumido por las empresas generadoras en proporción a su potencia firme.<sup>24</sup> La cuota mensual se obtiene dividiendo el peaje total entre la potencia firme total de cada generador, y éste se divide en 12 partes iguales, a ser pagados a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

El mismo criterio se aplica para calcular el peaje por conexión para los sistemas secundarios de transmisión. Esta compensación cubrirá el costo medio de eficiencia de tales sistemas.

<sup>24</sup> Potencia firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta, con alta seguridad, con una probabilidad igual o superior a la que define el Reglamento. En cada COES, la suma de la potencia firme no excederá a la máxima demanda del sistema interconectado.

En los *sistemas secundarios* que conectan una o más centrales generadoras al Sistema de Transmisión Principal, los peajes deben ser pagados al propietario del sistema por las empresas generadoras usuarias; estos peajes no se incorporan a los precios de barra, por cuanto es responsabilidad del propietario de una central transportar su energía hasta el sistema principal.

### 3.3.4 Metodología para Determinar los Precios de Barra

Los “*precios de barra*” son precios de energía y potencia en cada una de las barras del sistema eléctrico, desde las que se abastece a las empresas concesionarias de distribución. Los Precios de Barra se calculan de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se calcula para cada barra del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión, teniendo en cuenta las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta y energía, respectivamente, considerando un sistema económicamente adaptado.

Las Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada barra del sistema de transmisión principal.<sup>25</sup>

Las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada barra del Sistema de Transmisión Principal.

<sup>25</sup> Hay que diferenciar entre CMgLP y CMgCP en transmisión. El primero es el costo de incrementar la capacidad de la línea y de incurrir en pérdidas adicionales cuando se desea transmitir una unidad adicional de energía y el segundo es el valor de las pérdidas marginales incurridas al transmitir una unidad adicional de energía.



- b) El Precio de la Potencia de Punta en Barra, se obtiene multiplicando el precio básico de la potencia de punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia y agregando a este producto el peaje por conexión:

$$PPB = PP * f_p + PX$$

donde:

PPB= Precio de Potencia en Barra.

PP = Precio básico de potencia o costo anual actualizado de la central más económica que cubre la punta del sistema.

$f_p$  = Factor de pérdidas de potencia.

PX = Peaje de Conexión.

- c) El Precio de Energía en Barra, se obtiene multiplicando el precio básico de la energía correspondiente a cada bloque horario por el respectivo factor de pérdidas de energía:

$$PEB = PE * f_e$$

donde:

PEB= Precio de Energía en Barra.

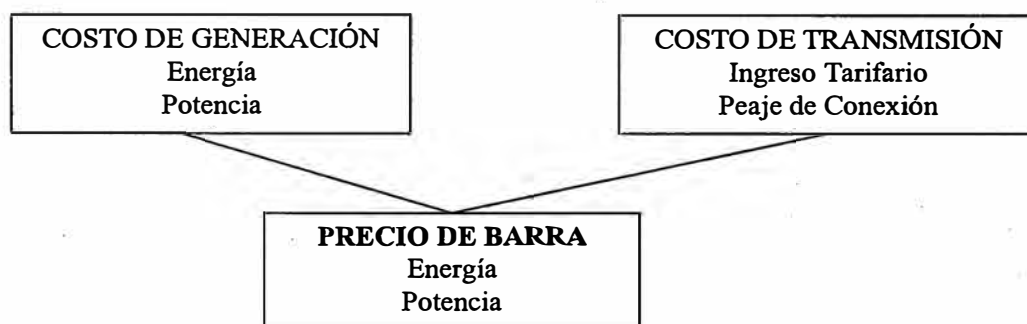
PE = Precio básico de la energía en la barra de referencia.

$f_e$  = Factor de pérdidas de energía.

Los Precios de Barra que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas, no pueden diferir en más del 10 % de los precios libres vigentes. Para eso se compara para cada usuario libre lo siguiente: el precio promedio ponderado que resulta aplicando el precio medio de energía vigente a sus consumos y facturación total de los últimos 6 meses con el precio promedio ponderado que resulta aplicando a dichos consumos los Precios de Barra calculados.

Si el primer precio promedio ponderado no difiere del segundo en más del 10 %, los Precios de Energía en Barra calculados serán aceptados, de lo contrario, serán ajustados proporcionalmente hasta alcanzar dicho límite.

**Si los Precios en Barra son precios de eficiencia porque se basan en costos marginales de un sistema económicamente adaptado, ¿porqué ajustarse a los precios libres? Este ajuste no tiene sentido económico ni técnico porque implica que dichas tarifas no son eficientes, y según la metodología sí son eficientes.**



### 3.3.5 Detalle de los Precios de Barra

Con los criterios señalados, se calculan los Precios de Barra en cada barra del sistema eléctrico. En la figura N° 3.3.1 se plasma el procedimiento de cómo se calculan los Precios de Barra.

Merece aclarar que los cálculos son posibles si se cuenta con un parque generador adaptado a la demanda. Sin embargo, los planes de expansión no reflejan esto, por lo que se debe encontrar el año en el que no exista déficit ni superávit significativo de generación. En dicho año, que es 1997, se adapta la demanda y sirve de base para simular el sistema y estimar los costos marginales.

**PRECIOS DE ELECTRICIDAD**

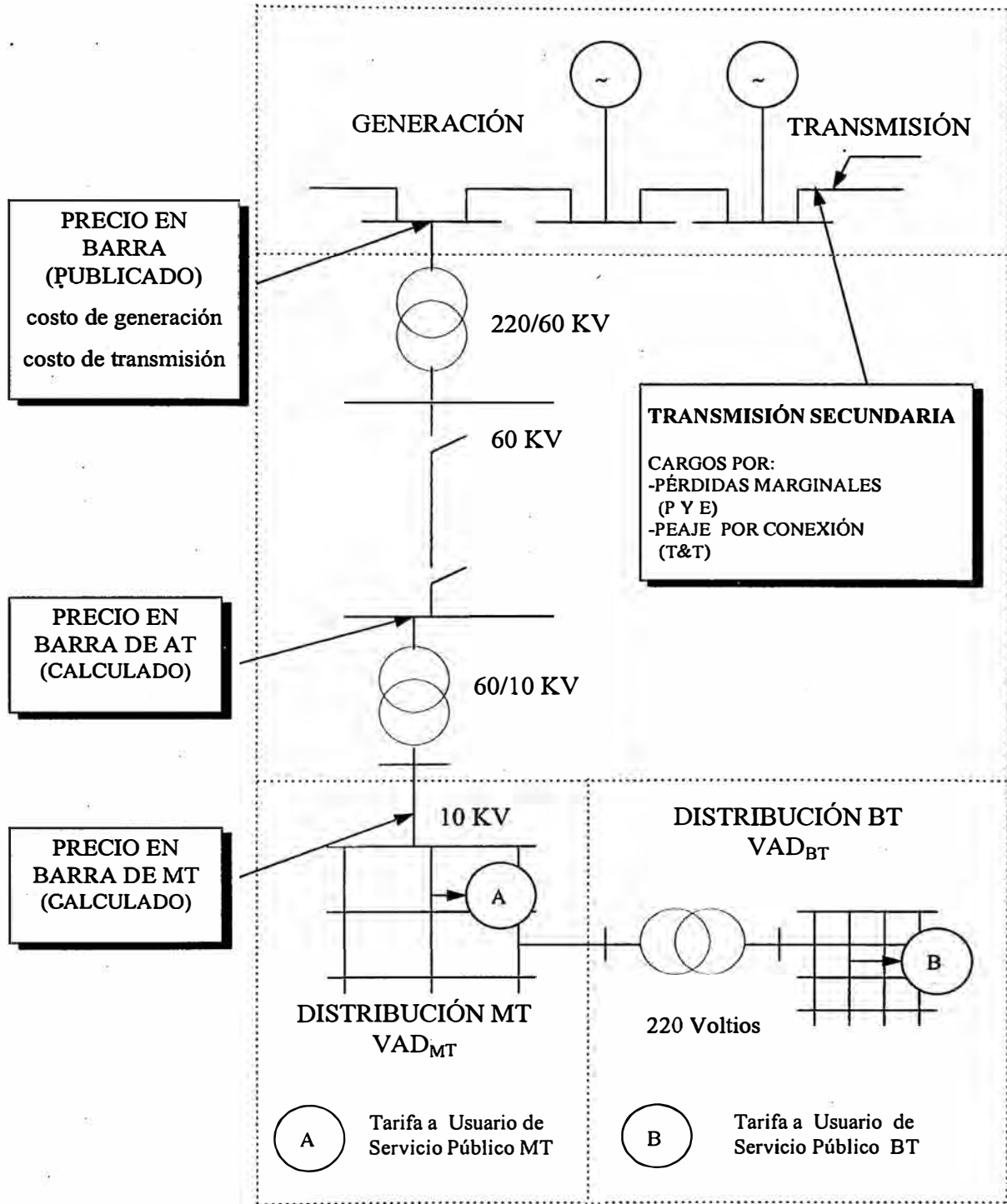


Figura N° 3.3.1: Cálculo de los Precios en Barra

En los Cuadros Nos. 3.3.2 y 3.3.3 se aprecia la evolución de los precios de barra del SICN, observándose que el mayor crecimiento se produjo en las barras de Mantaro (potencia), Pachachaca (energía en HP) y Callahuanca (energía en FP), con 88,3 %, 190,9 % y 36,6%, respectivamente .

Cuadro N° 3.3.2

PRECIOS DE BARRA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO SICN  
RESOLUCION N° 004-96-P/CTE

BARRA	POTENCIA PPB (S/./kW-mes)	ENERGÍA EN HP PEBP (Ctmo S/./kWh)	ENERGÍA EN FP PEBF (Ctmo S/./kWh)
Piura Oeste	15,39	15,20	8,74
Chiclayo Oeste	15,44	13,88	7,46
Guadalupe	15,57	13,95	7,50
Trujillo Norte	15,61	13,95	7,50
Chimbote 1	15,18	13,63	7,33
Paramonga	14,94	13,30	7,15
Zapallal	14,79	13,01	7,00
Ventanilla	14,86	13,05	7,02
Lima	14,98	13,12	7,06
Independencia	14,53	12,65	6,81
Ica	14,64	13,13	7,24
Marcona	14,69	14,02	8,11
Huancavelica	14,13	12,29	6,62
Mantaro	13,96	12,14	6,54
Pachachaca	14,52	12,68	6,82
Huayucachi	14,21	12,38	6,67
Callahuanca	14,68	12,82	6,90
Huallanca	14,37	13,05	7,02

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

PPB = Precio de Barra de la Potencia de Punta en S/./kWh-mes

PEBP = Precio de Barra de la Energía en Horas de Punta en céntimos de S/./kWh.

PEBF = Precio de Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta en Céntimos de S/./kWh

Cuadro No. 3.3.3

## EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

BARRA	PRECIO DE POTENCIA EN BARRA (PPB)						PRECIO DE ENERGÍA EN BARRA EN HORA DE PUNTA (PEBP)						PRECIO DE ENERGÍA EN BARRA EN HORA DE PUNTA (PEBF)					
	S/./kW-mes						Céntimo S/./kWh						Céntimo S/./kWh					
	My 93	My 94	My 95	My 96	My 97	R97/93	My 93	My 94	My 95	My 96	My 97	R97/93	My 93	My 94	My 95	My 96	My 97	R97/93
Talara	-	-	-	-	18,3		-	-	-	-	17,32	-	-	-	-	-	8,62	-
Piura Oeste	12,07	14,92	15,81	15,39	18,40	52,4%	10,74	13,38	16,79	15,20	17,44	62,4%	10,74	7,60	7,43	8,74	8,68	-19,2%
Chiclayo Oeste	11,87	14,70	15,73	15,44	18,55	56,3%	7,21	11,39	15,32	13,88	16,02	122,2%	7,21	5,69	6,13	7,46	7,29	1,1%
Guadalupe	11,90	14,66	15,74	15,57	18,70	57,1%	6,67	11,39	15,40	13,95	16,11	141,5%	6,67	5,70	6,16	7,50	7,33	9,9%
Trujillo Norte	11,85	14,49	15,54	15,61	18,92	59,7%	6,05	11,33	15,27	13,95	16,15	166,9%	6,05	5,66	6,11	7,50	7,35	21,5%
Chimbote 1	11,37	13,89	14,75	15,18	18,51	62,8%	5,75	10,86	14,68	13,63	15,73	173,6%	5,75	5,43	5,87	7,33	7,16	24,5%
Paramonga	10,82	13,53	14,48	14,94	18,31	69,2%	5,48	10,41	14,04	13,30	15,36	180,3%	5,48	5,21	5,62	7,15	6,99	27,6%
Zapallal	10,31	13,29	14,32	14,79	18,18	76,3%	5,23	10,07	13,58	13,01	15,10	188,7%	5,23	5,04	5,43	7,00	6,87	31,4%
Ventanilla	10,31	13,32	14,37	14,86	18,29	77,4%	5,24	10,09	13,69	13,05	15,17	189,5%	5,24	5,05	5,48	7,02	6,91	31,9%
Lima	10,31	13,40	14,49	14,98	18,37	78,2%	5,24	10,14	13,69	13,12	15,19	189,9%	5,24	5,07	5,48	7,06	6,91	31,9%
Independencia	10,00	13,07	14,18	14,53	17,78	77,8%	5,10	9,73	13,27	12,62	14,65	187,3%	5,10	4,86	5,31	6,81	6,67	30,8%
Ica	10,07	13,19	14,32	14,64	17,92	78,0%	5,47	10,45	13,77	13,13	15,18	177,5%	5,47	5,54	5,72	7,24	7,14	30,5%
Marcona	10,13	13,36	14,57	14,69	17,98	77,5%	8,18	11,64	14,84	14,02	16,17	97,7%	8,18	6,65	6,64	8,11	8,10	-1,0%
Huancavelica	9,68	12,67	13,74	14,13	17,26	78,3%	4,90	9,45	12,90	12,29	14,21	190,0%	4,90	4,73	5,16	6,62	6,47	32,0%
Mantaro	9,55	12,52	13,56	13,96	17,98	88,3%	4,84	9,34	12,75	12,14	14,02	189,7%	4,84	4,67	5,10	6,54	6,38	31,8%
Pachachaca	9,96	12,98	14,08	14,52	17,80	78,7%	5,05	9,76	13,32	12,68	14,69	190,9%	5,05	4,88	5,33	6,82	6,69	32,5%
Huayacachi	9,75	12,75	13,82	14,21	17,37	78,2%	4,94	9,54	13,02	12,38	14,32	189,9%	4,94	4,77	5,21	6,67	6,52	32,0%
Callahuanca	-	13,11	14,22	14,68	17,93	36,8%	-	9,88	13,49	12,82	14,83	50,1%	-	4,94	5,39	6,90	6,75	36,6%
Huallanca	-	13,27	14,07	14,37	17,93	35,1%	-	10,39	14,04	13,05	15,04	44,8%	-	5,19	5,62	7,02	6,84	31,8%

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

La variación de estos precios son semestrales, es decir en noviembre de cada año a partir de 1993 hay otros precios.

Las resoluciones de cada variación son respectivamente: Res. 001-93-P/CTE, Res. 002-94-P/CTE, Res. 003-95-P/CTE, Res. 004-96-P/CTE y Res. 004-97-P/CTE

En las barras de Callahuanca y Huallanca, la relación de crecimiento es en el periodo mayo 97 y mayo 94.

### 3.4 COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Los concesionarios de distribución están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía, por los siguientes 24 meses, como mínimo.

La metodología indica que las tarifas a los clientes regulados son calculadas para sistemas económicamente adaptados, considerando una empresa de distribución modelo con costos de operación y mantenimiento eficiente y pérdidas estándares, con la que deben competir las empresas concesionarias de distribución.

En la Figura N° 3.4.1, se aprecia un esquema sobre la determinación de los precios regulados y los componentes del Valor Agregado de Distribución, siendo los componentes más importantes de las tarifas finales, los costos de generación y de distribución, en el que el criterio de eficiencia depende del Valor Agregado de Distribución.

Las tarifas a usuarios finales del mercado regulado comprenden:

- a) Las Tarifas de Barra, que compensa la Generación y el Sistema de Trasmisión Principal.
- b) Los costos del Sistema de Trasmisión Secundario, cuando corresponda.
- c) El Valor Agregado de Distribución, que compensa la distribución.

<b>PRECIO DE BARRA</b> Energía Potencia	+	<b>VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN</b> (VAD)	=	<b>TARIFA FINAL</b> (PRECIO REGULADO)
---	---	--	---	--

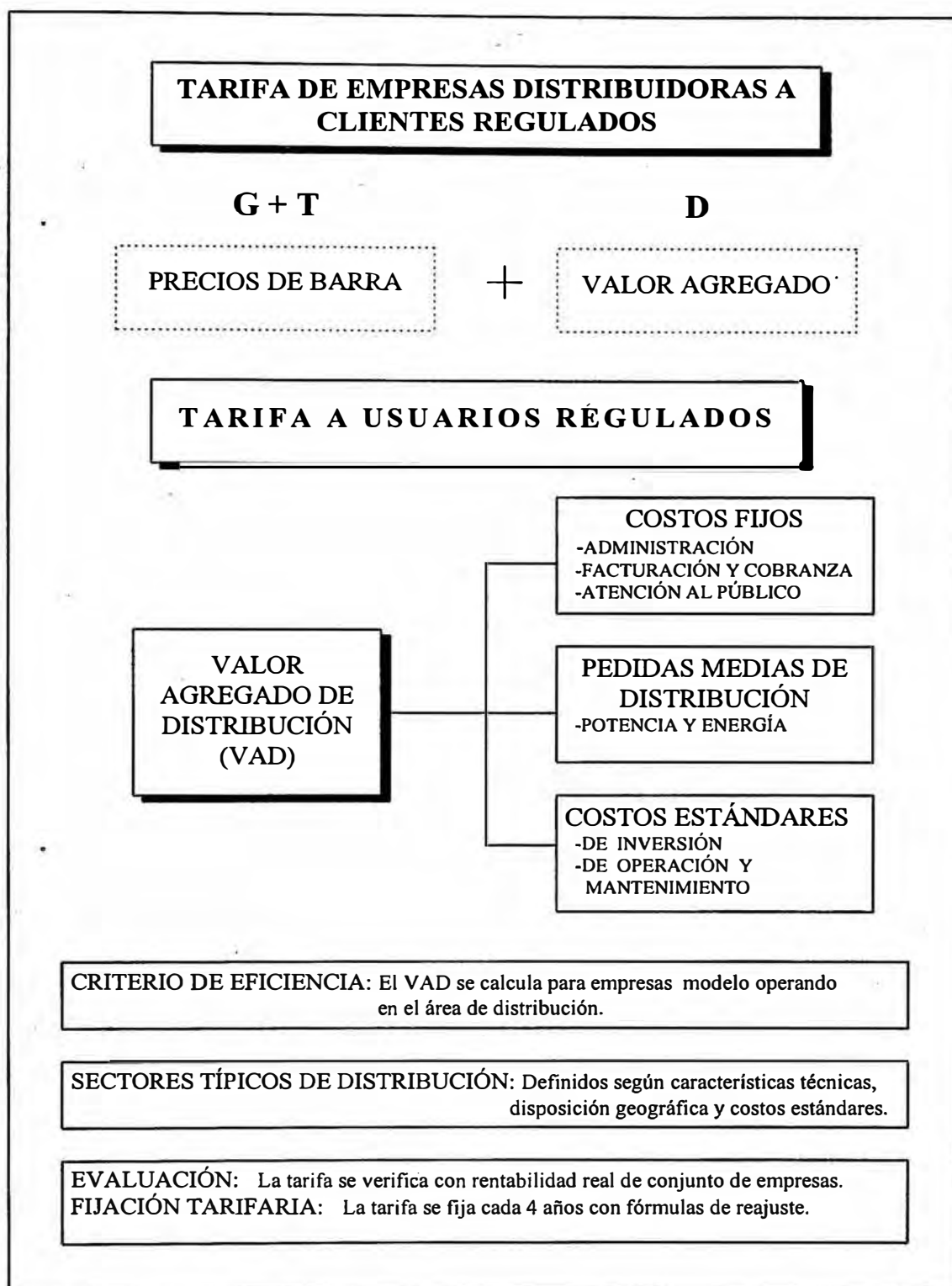


Figura N° 3.4.1: Tarifa de Servicio Público de Electricidad

### 3.4.1 Valor Agregado de Distribución (VAD)

En términos económicos el Valor Agregado de Distribución, es el costo medio económico de las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda, concepto equivalente al de “valor de oportunidad” o “costo de oportunidad”.

#### a) Sectores Típicos de Distribución

Los Sectores Típicos de Distribución son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas y costos de inversión, operación y mantenimiento. Dichos Sectores, establecidos por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo Noviembre 1997-Octubre 2001, se muestran en el Cuadro N° 3.4.1

Cuadro N° 3.4.1

#### SECTORES TÍPICOS DE DISTRIBUCIÓN<sup>(1)</sup>

R.D. N° 101-97-EM/DGE de 08.04.97

SECTOR	CARACTERÍSTICA	AMPLITUD
S.D. Típico 1	Urbano de Alta Densidad	-Consumo promedio > 2,5 MWh/cliente-año -Pot. Inst en SE Dist > 300 kVA/Km MT -Long red MT y BT < 50 metros/MWh
S.D. Típico 2	Urbano de Media y Baja Densidad	-Consumo promedio > 1,2 MWh/cliente-año -Pot. Inst en SE Dist < 300 kVA/Km MT -Long red MT y BT < 50 metros/MWh
S.D. Típico 3	Urbano Rural	-Consumo promedio > 1,0 MWh/cliente-año -Pot. Inst en SE Dist < 40 kVA/Km MT -Long red BT prom > 50 metros/MWh
S.D. Típico 4	Rural	-Consumo promedio < 1,0 MWh/cliente-año -Pot. Inst en SE Dist < 40 kVA/Km MT -Long red MT y BT > 110 metros/MWh

Fuente: MEM-DGE

Con R.D. N° 070-93-EM/DGE de 02.08.93, el Ministerio de Energía y Minas estableció tres Sectores de Distribución Típicos para el periodo Mayo 1993-Octubre 1997: Alta Densidad, Media Densidad y Baja Densidad



· *b) Composición del Valor Agregado de Distribución*

- Costos fijos de facturación y cobranza, independientes del consumo de energía y potencia.
- Pérdidas estándares de distribución de energía y de potencia de punta, que comprende las pérdidas físicas y comerciales.

Las pérdidas físicas resultan de considerar una caída de tensión máxima del 35 % y de 5 % en los extremos de la red primaria y secundaria, respectivamente.<sup>26</sup> Las pérdidas comerciales reconocidas no pueden ser más del 50 % de las pérdidas físicas.

- Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento de dicho sistema de distribución, por unidad de potencia distribuida o suministrada (kW), aplicando la misma metodología de anualidad de inversión que los precios básicos de energía.

Desde el punto de vista de la eficiencia económica la tarificación de la distribución se efectúa a partir de los CMgLP de realizar esa actividad, pues los CMgCP no son aplicables porque el capital y mano de obra es relativamente rígida en el corto plazo. El costo marginal de largo plazo de distribución es muy próximo al costo medio de una red adaptada o de mínimo costo total.

El Valor Agregado de Distribución se calcula para cada sector típico de distribución, considerando exclusivamente las instalaciones de distribución en MT y BT de las empresas concesionarias de servicio público de electricidad.

<sup>26</sup> Son parámetros definidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y el Código Nacional de Electricidad

Según la Comisión de Tarifas Eléctricas<sup>27</sup>, las pérdidas de energía eléctrica del sistema de distribución han disminuido de 22 % en Mayo 1993 a 16 % en Mayo 1997. Parte de estas pérdidas son reconocidos como eficientes pero se prevee eliminarlos en 12 años. Asimismo, por reducción del porcentaje de compensación por pérdidas de energía eléctrica, las tarifas de distribución se reduciría entre 3% y 4% en el reajuste de noviembre de 1997.

Esta afirmación muy halagadora por cierto, se contradice con la tarifa final, porque las tarifas finales se siguen incrementando, como se podrá ver en los Cuadros Nos. 3.4.3, 3.4.4, 3.4.5 y 3.4.6, así como en los pliegos tarifarios de Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A. (Anexos V al V-4)

### **3.4.2 Tarifas a Usuarios finales**

Según la metodología establecida, la Comisión de Tarifas Eléctricas estructura las tarifas definitivas del mercado regulado, que tratan de ser tarifas de eficiencia basadas en un sistema de distribución económicamente adaptado que representa el costo del servicio en sus componentes de generación, transmisión y distribución, sin tener en cuenta los gastos en que incurren las empresas. Esta eficiencia es cuestionada al ajustarse a los precios libres.

Las tarifas a usuarios finales del mercado regulado o de servicio público, se estructura en Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), con diferentes opciones, las cuales son escogidas por el cliente, en función de sus necesidades y utilización de carga, por lo que se llaman “opciones tarifarias”<sup>28</sup>.

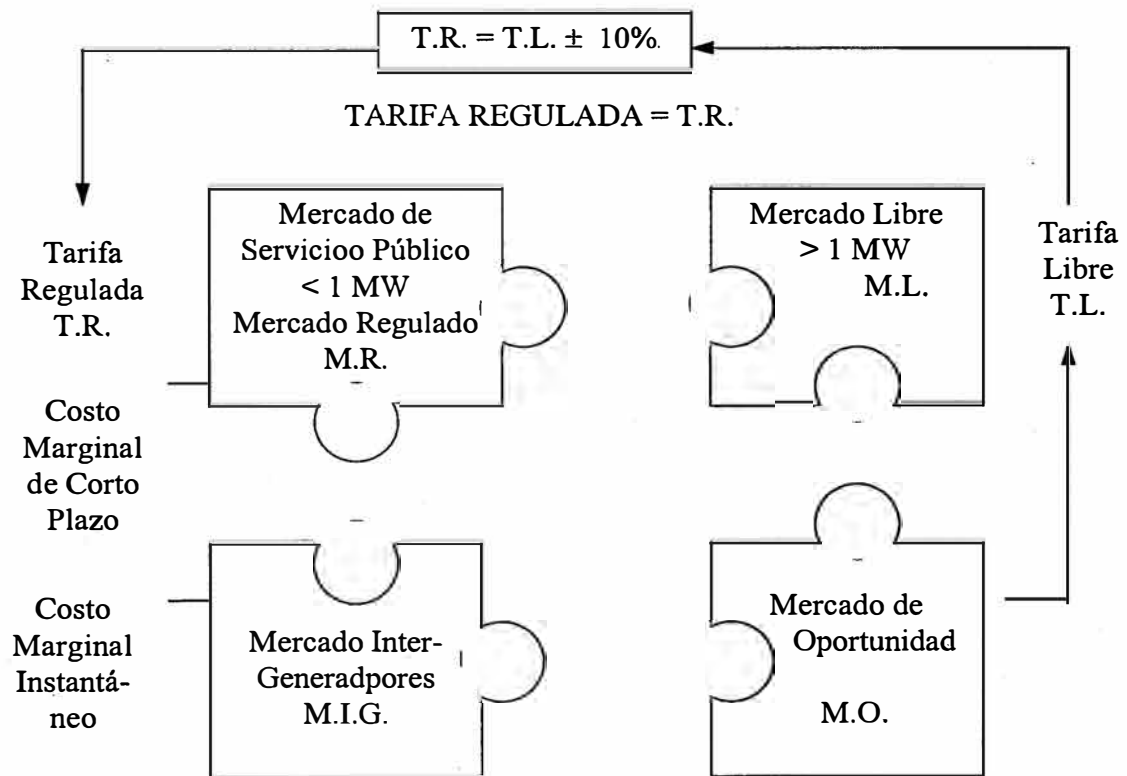
En la Figura N° 3.4.2, se puede apreciar la forma como se ajusta la tarifa regulada a los precios libres.

<sup>27</sup> En “Cobertura de Servicio Eléctrico llegará a 70 % a Fin de Año”, Gestión 26-08-97.

<sup>28</sup> Los pliegos tarifarios que forman parte del anexo establecen las tarifas para cada opción tarifaria.

Finalmente, las tarifas del mercado regulado de energía eléctrica, se determinan de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Las tarifas determinadas con los Precios de Barra más el VAD se evalúa con la rentabilidad (TIR) de un conjunto de concesionarias<sup>29</sup>.
- Las tarifas finales se determina mediante fórmulas tarifarias establecidas por la Comisión de Tarifas Eléctricas.



*Figura N° 3.4.2: Sistema de Precios de Energía Eléctrica*

<sup>29</sup> Para calcular esta TIR se considera como ingresos los percibidos por las concesionarias seleccionados con los precios calculados y los costos son los de inversión (VNR) y de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución incluyendo las pérdidas estándares. Se considera un periodo de 25 años y los suministros del mercado regulado.

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), son calculados por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Los valores correspondientes a Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A., vigentes a partir de octubre de 1997, se detallan en el Cuadro N° 3.4.2.<sup>30</sup>

Cuadro N° 3.4.2  
VALOR NUEVO DE REEMPLAZO POR SECTORES TÍPICOS  
(Miles de Nuevos Soles)

SECTOR TÍPICO	EDELNOR		LUZ DEL SUR	
	Serv. Público	Total	Serv. Público	Total
1	832 518	861 803	927 467	942 748
2	40 800	41 435	114 869	115 679
3	1 674	1 674	4 849	4 849

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

El VNR para el sector típico 4 de Edelnor y Luz del Sur no se definieron a la fecha.

Por lo tanto, la composición de las tarifas del mercado regulado de energía eléctrica es la siguiente:

a)	Costo de la energía	:	43 %
b)	Costo de la potencia	:	22 %
c)	Peaje principal	:	2 %
d)	Peaje secundario	:	2 %
e)	Valor Agregado de Distribución	:	31 %
	Costo Total	:	100 %

La participación de los sistemas eléctricos en la tarifa mencionada anteriormente, es el siguiente:

a)	Sistema de Generación	:	60 %
b)	Sistema de Transmisión	:	5 %
c)	Sistema de Distribución	:	35 %

<sup>30</sup> El VNR fue fijado por Resolución N° 014-97-P/CTE de 23.09.97 y modificado por Resoluciones Nos. 015 y 017-97-P/CTE de 11.10.97.

### ***Crítica a la Metodología de Cálculo de las Tarifas del Mercado Regulado***

En un sentido crítico, se puede decir que la metodología establecida por la Ley de Concesiones Eléctricas para determinar las tarifas de energía eléctrica para el mercado regulado supuestamente da como resultado una “tarifa eficiente”. Sin embargo ésta se ajusta a la tarifa del mercado libre en  $\pm 10\%$ , lo cual no tiene sentido económico ni técnico, sino político, lo que distorsiona la eficiencia, juntamente con las pérdidas.

Si la filosofía de fijación de los precios regulados es ajustarlos a los precios libres, bastaría con determinar un precio promedio de mercado en función a los usuarios libres y fijar los precios regulados en función a ello, con una variación de  $\pm 10\%$  u otro porcentaje. Con esto se lograría más eficiencia porque se ahorrarían los costos que implican aplicar la metodología descrita.

En consecuencia, cada mercado eléctrico debe funcionar en forma independiente. Las tarifas de los mercados regulado y libre deben quedar establecido tal como son calculados. Debe eliminarse el ajuste, tanto a nivel de precios de barra, como de tarifas finales.

### ***Análisis de las Tarifas del Mercado Regulado***

En los Cuadros Nos. 3.4.3 y 3.4.4 y Figuras Nos. 3.4.3 y 3.4.4, se puede ver la variación de las tarifas de la energía activa del mercado regulado a precios nominales y a precios reales, respectivamente, durante el periodo de vigencia de la estructura tarifaria actual. Entre 1993 y 1997, los precios regulados de la energía activa en promedio crecieron en 90,6 % a precios nominales, mientras que a precios reales crecieron en 174,6 %, de igual modo las tarifas de media tensión crecieron en 170,2 % y las tarifas de baja tensión crecieron en 190,4 % a precios reales y en el mismo periodo.

Cuadro.Nº 3.4.3  
 EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA EN LIMA METROPOLITANA 1993-1997  
 (Precios nominales)

TARIFA	Céntimos de S./kWh					Relación (%)				
	1993	1994	1995	1996	1997	94/93	95/94	96/95	97/96	97/93
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>5,80</b>	<b>7,86</b>	<b>8,91</b>	<b>11,14</b>	<b>10,89</b>	<b>35,4</b>	<b>13,4</b>	<b>25,1</b>	<b>-2,3</b>	<b>87,6</b>
MT2	5,82	8,27	9,5	11,77	11,59	42,1	14,9	23,9	-1,5	99,1
MT3	5,86	8,28	9,5	11,77	11,59	41,3	14,7	23,9	-1,5	97,8
MT4	5,73	7,02	7,72	9,88	9,48	22,5	10,0	28,0	-4,0	65,4
<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>6,50</b>	<b>9,43</b>	<b>10,69</b>	<b>13,36</b>	<b>13,09</b>	<b>45,1</b>	<b>13,4</b>	<b>25,0</b>	<b>-2,0</b>	<b>101,5</b>
BT2	6,55	9,93	11,4	14,12	13,95	51,6	14,8	23,9	-1,2	113,0
BT3	6,51	9,93	11,4	14,12	13,95	52,5	14,8	23,9	-1,2	114,3
BT4	6,43	8,42	9,27	11,85	11,38	30,9	10,1	27,8	-4,0	77,0
BT5	14,39	19,52	21,99	26,43	26,62	35,6	12,7	20,2	0,7	85,0
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,15</b>	<b>8,64</b>	<b>9,80</b>	<b>12,25</b>	<b>11,99</b>	<b>40,5</b>	<b>13,4</b>	<b>25,0</b>	<b>-2,1</b>	<b>95,0</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

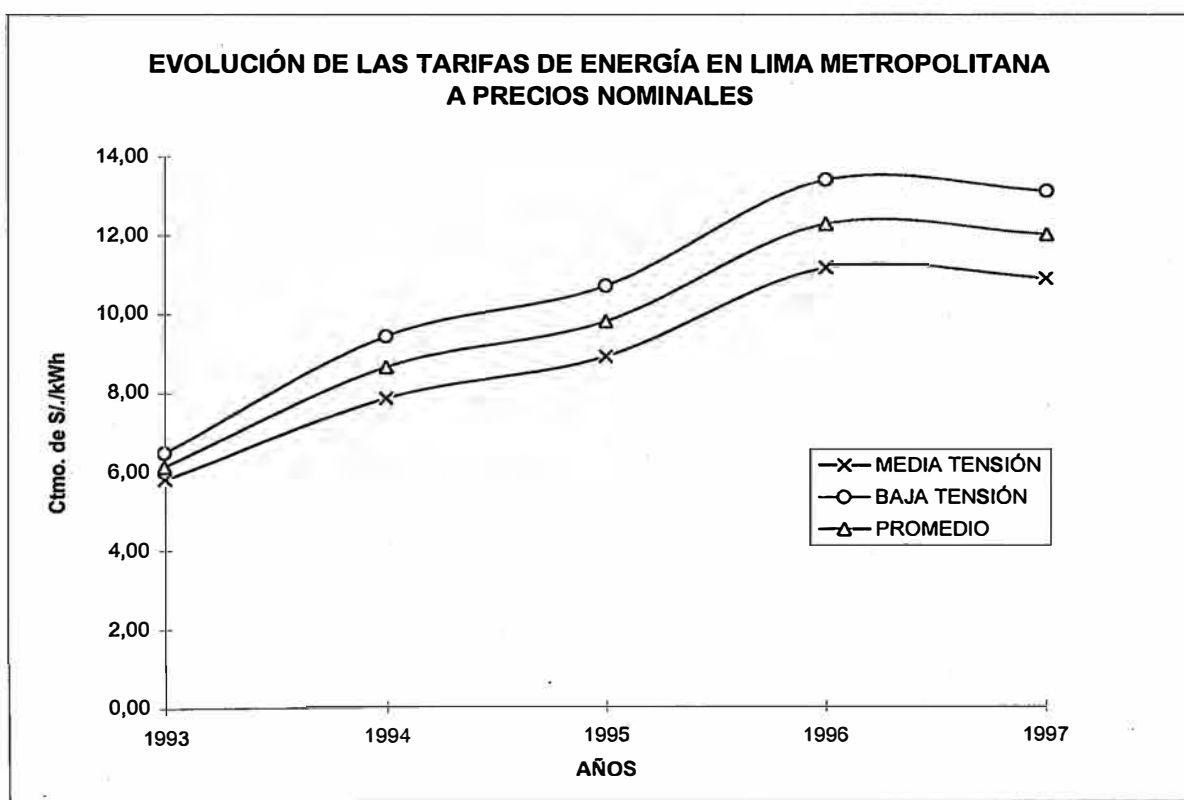


Figura Nº 3.4.3: Evolución de las Tarifas de Energía Activa en Lima Metropolitana a Precios Nominales

Cuadro N° 3.4.4  
EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA EN LIMA METROPOLITANA 1993-1997  
(Precios reales)

TARIFA	Céntimos de S./kWh					Relación (%)				
	1993	1994	1995	1996	1997	94/93	95/94	96/95	97/96	97/93
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>3,91</b>	<b>6,35</b>	<b>8,02</b>	<b>9,99</b>	<b>10,56</b>	<b>62,5</b>	<b>26,2</b>	<b>24,7</b>	<b>5,6</b>	<b>170,2</b>
MT2	3,92	6,69	8,55	10,56	11,24	70,7	27,8	23,5	6,4	186,7
MT3	3,94	6,69	8,55	10,56	11,24	69,8	27,8	23,5	6,4	185,3
MT4	3,86	5,67	6,95	8,86	9,19	46,9	22,6	27,5	3,7	138,1
<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>4,37</b>	<b>7,62</b>	<b>9,62</b>	<b>11,98</b>	<b>12,70</b>	<b>74,3</b>	<b>26,2</b>	<b>24,6</b>	<b>6,0</b>	<b>190,4</b>
BT2	4,41	8,03	10,26	12,66	13,53	82,1	27,8	23,4	6,9	206,8
BT3	4,38	8,03	10,26	12,66	13,53	83,3	27,8	23,4	6,9	208,9
BT4	4,33	6,81	8,34	10,63	11,04	57,3	22,5	27,5	3,9	155,0
BT5	9,68	15,78	19,79	23,7	25,82	63,0	25,4	19,8	8,9	166,7
<b>PROMEDIO</b>	<b>4,14</b>	<b>6,99</b>	<b>8,82</b>	<b>10,99</b>	<b>11,63</b>	<b>68,8</b>	<b>26,2</b>	<b>24,6</b>	<b>5,8</b>	<b>180,9</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

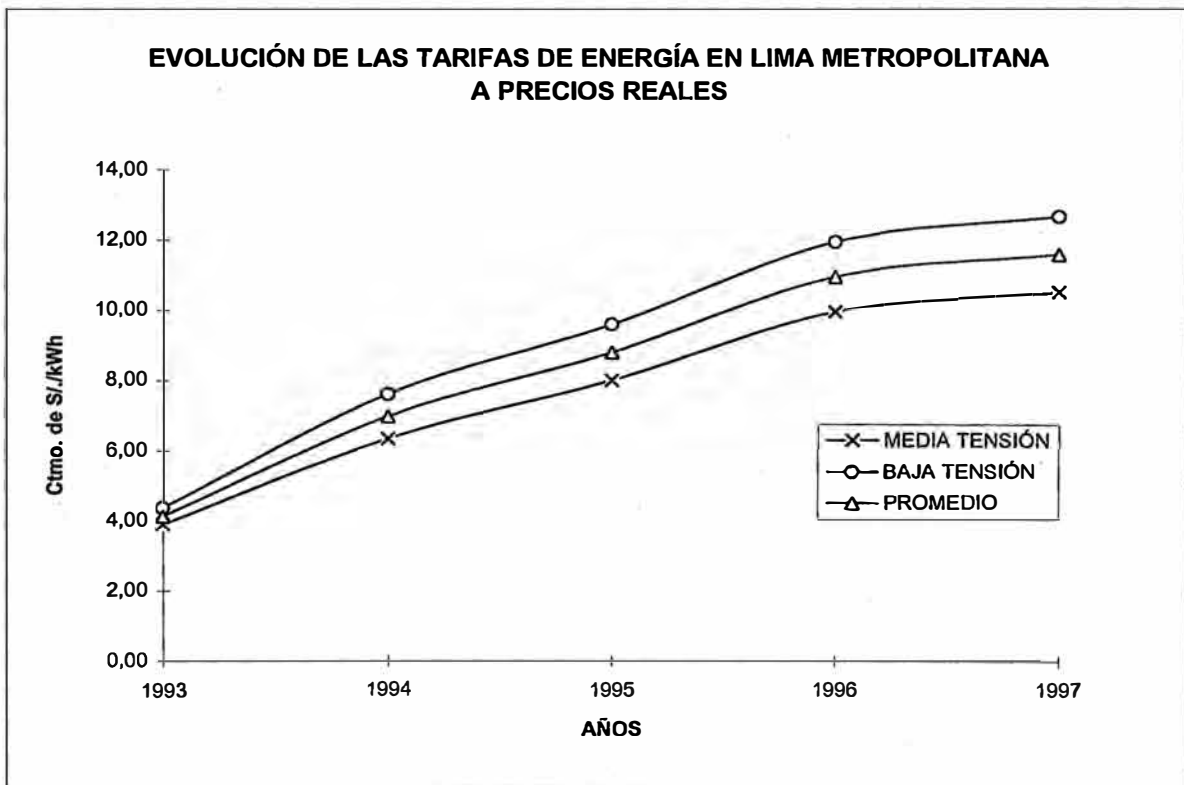


Figura N° 3.4.4: Evolución de las Tarifas de Energía Activa en Lima Metropolitana a Precios Reales

Cuadro N° 3.4.5  
EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE POTENCIA EN LIMA METROPOLITANA 1993-1997  
(Precios nominales)

TARIFA	S./kW-mes					Relación (%)				
	1993	1994	1995	1996	1997	94/93	95/94	96/95	97/96	97/93
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>10,00</b>	<b>13,90</b>	<b>14,98</b>	<b>17,26</b>	<b>18,22</b>	<b>38,9</b>	<b>7,8</b>	<b>15,2</b>	<b>5,5</b>	<b>82,1</b>
MT2	9,42	13,47	14,52	16,73	17,65	43,0	7,8	15,2	5,5	87,4
MT3	10,26	14,11	15,21	17,53	18,50	37,5	7,8	15,3	5,5	80,3
MT4	10,33	14,11	15,21	17,53	18,50	36,6	7,8	15,3	5,5	79,1
<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>20,43</b>	<b>32,70</b>	<b>35,80</b>	<b>40,89</b>	<b>42,40</b>	<b>60,1</b>	<b>9,5</b>	<b>14,2</b>	<b>3,7</b>	<b>107,6</b>
BT2	19,32	30,54	33,47	38,20	39,57	58,1	9,6	14,1	3,6	104,8
BT3	20,82	33,78	36,97	42,23	43,82	62,2	9,4	14,2	3,8	110,5
BT4	21,14	33,78	36,97	42,23	43,82	59,8	9,4	14,2	3,8	107,3
BT5	4,41	8,05	8,8	10,57	10,65	82,5	9,3	20,1	0,8	141,5
<b>PROMEDIO</b>	<b>15,22</b>	<b>23,30</b>	<b>25,39</b>	<b>29,08</b>	<b>30,31</b>	<b>53,1</b>	<b>9,0</b>	<b>14,5</b>	<b>4,2</b>	<b>99,2</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

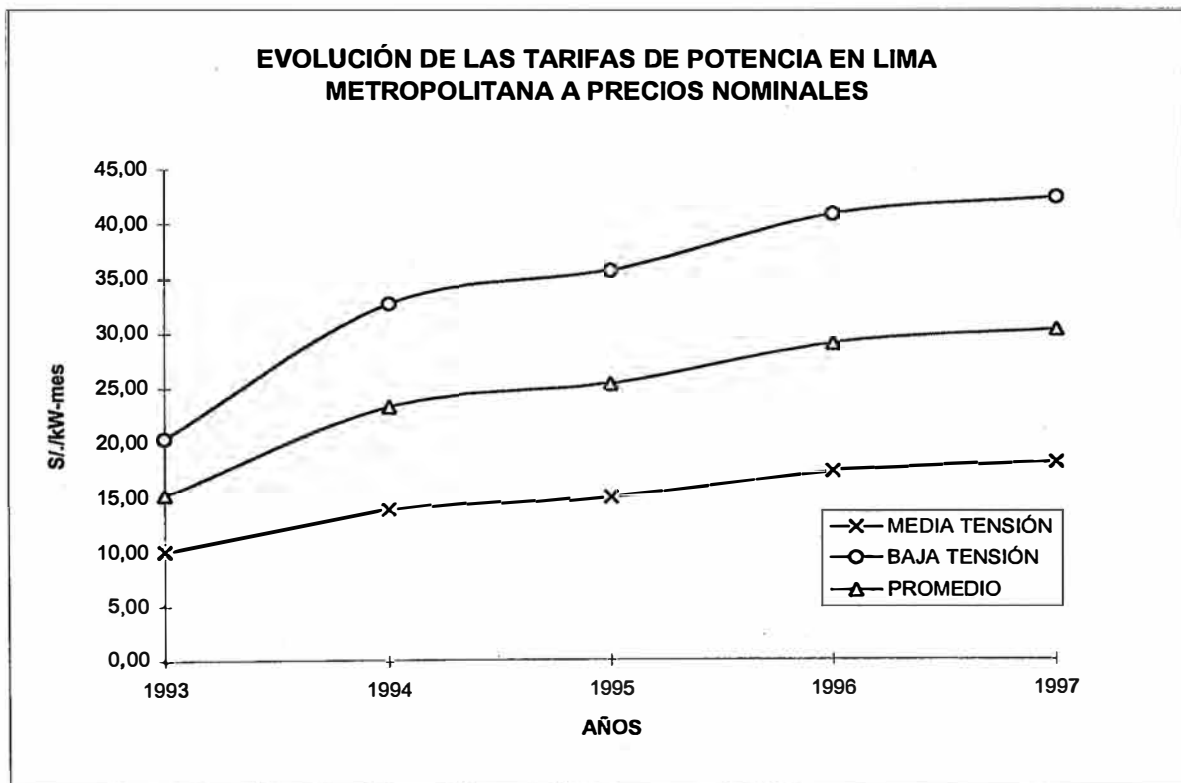


Figura N° 3.4.5: Evolución de las Tarifas de Potencia Eléctrica en Lima Metropolitana a Precios Nominales



Cuadro N° 3.4.6  
EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE POTENCIA EN LIMA METROPOLITANA 1993-1997  
(Precios reales)

TARIFA	S/./kW-mes					Relación (%)				
	1993	1994	1995	1996	1997	94/93	95/94	96/95	97/96	97/93
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>6,73</b>	<b>11,24</b>	<b>13,48</b>	<b>15,48</b>	<b>17,67</b>	<b>67,0</b>	<b>20,0</b>	<b>14,8</b>	<b>14,1</b>	<b>162,5</b>
MT2	6,34	10,89	13,07	15,00	17,12	71,8	20,0	14,8	14,1	170,0
MT3	6,90	11,41	13,69	15,72	17,94	65,4	20,0	14,8	14,1	160,0
MT4	6,95	11,41	13,69	15,72	17,94	64,2	20,0	14,8	14,1	158,1
<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>13,75</b>	<b>26,44</b>	<b>32,23</b>	<b>36,67</b>	<b>41,13</b>	<b>92,3</b>	<b>21,9</b>	<b>13,8</b>	<b>12,2</b>	<b>199,2</b>
BT2	13,00	24,69	30,13	34,26	38,38	89,9	22,0	13,7	12,0	195,2
BT3	14,01	27,31	33,28	37,87	42,50	94,9	21,9	13,8	12,2	203,4
BT4	14,23	27,31	33,28	37,87	42,50	91,9	21,9	13,8	12,2	198,7
BT5	2,97	6,51	7,92	9,48	10,33	119,2	21,7	19,7	9,0	247,8
<b>PROMEDIO</b>	<b>10,24</b>	<b>18,84</b>	<b>22,86</b>	<b>26,07</b>	<b>29,40</b>	<b>84,0</b>	<b>21,3</b>	<b>14,1</b>	<b>12,7</b>	<b>187,1</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

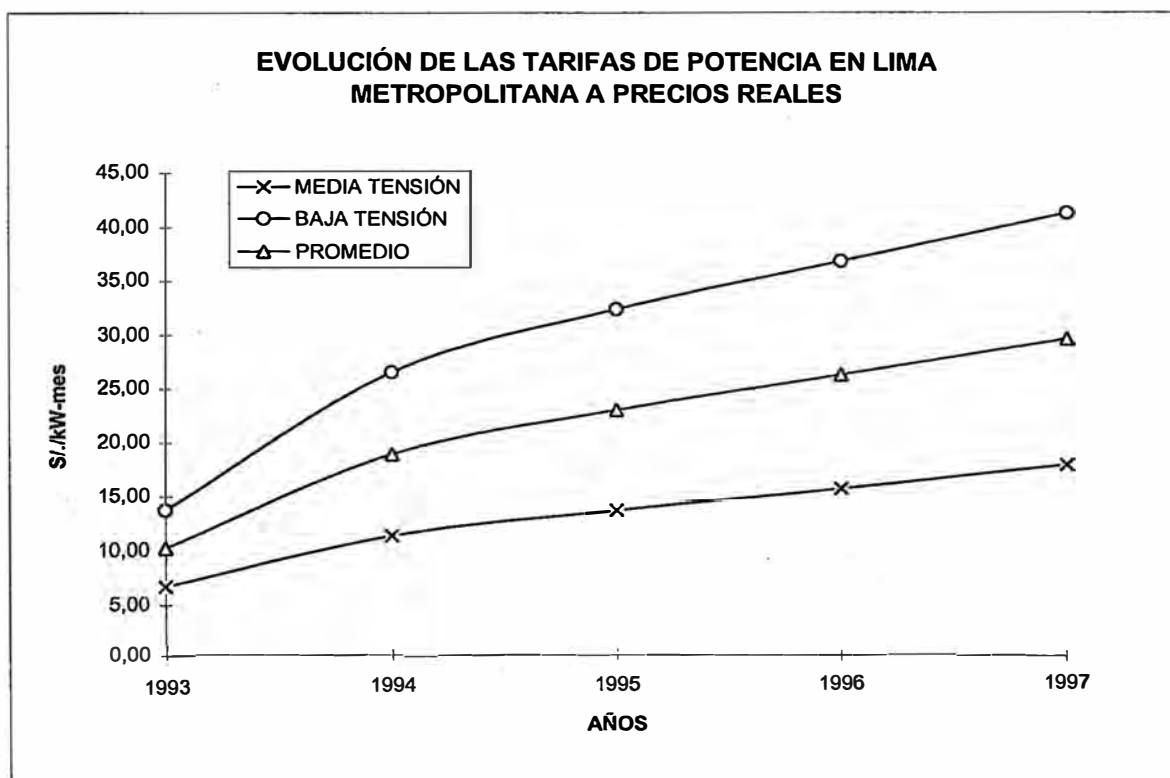


Figura N° 3.4.6: Evolución de las Tarifas de Potencia Eléctrica en Lima Metropolitana a Precios Reales

Por otro lado, en los Cuadros Nos. 3.4.5 y 3.4.6 y Figuras Nos. 3.4.5 y 3.4.6, se muestra la variación de las tarifas de la potencia o máxima demanda leída del mercado regulado a precios nominales y a precios reales, respectivamente, durante el periodo de vigencia de la estructura tarifaria actual.

Entre 1993 y 1997, el cargo por potencia del mercado regulado, a precios nominales, creció en 90,7 % en promedio, mientras que a precios reales creció en 174,9% en promedio, de igual modo las tarifas de media tensión crecieron en promedio en 162,5 % y las tarifas de baja tensión crecieron en promedio en 199,2 % a precios reales y en el mismo periodo.

El análisis anterior demuestra que las tarifas de baja tensión tanto a nivel de cargo por energía como de cargo por potencia, son las que más han crecido, y justamente dichas tarifas corresponden a las viviendas y pequeñas industrias y comercios, es decir a la mayoría de la población limeña.

A **nivel de opciones tarifarias** del mercado regulado en el periodo 1993-1997, a precios reales, las tarifas BT2 y BT3 son las que registran mayor crecimiento en el cargo por energía activa, con 206,8 % y 208,9 %, mientras que las tarifas BT5 y BT3 son las que registran mayor crecimiento en el cargo de la potencia, con 247,8 % y 203,4 %, respectivamente.

Si se analiza el crecimiento a precios nominales de las **tarifas por bloques horarios**, entre mayo de 1993 y setiembre de 1997, en el Cuadro No. 3.4.7 se observa que en “horas de punta”, el cargo por energía activa creció en 186,1 % en promedio, y el cargo por potencia creció en 131,2 % en el mismo periodo, mientras que en “horas fuera de punta” el cargo por energía activa creció en 51,4 % y el cargo por potencia creció en 153,0 % en promedio.

**Cuadro No. 3.4.7**  
**EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LIMA METROPOLITANA POR BLOQUES HORARIOS AÑOS 1993-1997**  
**(Precios nominales)**

TARIFA	EN HORAS DE PUNTA											EN HORAS FUERA DE PUNTA										
	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93
<b>ENERGÍA ACTIVA</b> (Céntimo S./kWh)																						
MT2	4,88	10,00	10,97	12,81	14,41	14,28	14,49	15,65	16,00	15,93	226,4%	4,88	4,95	5,49	5,12	5,77	6,72	7,80	7,26	7,28	7,25	48,6%
MT3	4,88	10,00	10,97	12,81	14,41	14,28	14,49	15,65	16,00	15,93	226,4%	5,05	5,01	5,49	5,12	5,77	6,72	7,80	7,26	7,28	7,25	43,6%
MT4 *	5,15	6,12	7,04	7,34	8,10	8,76	9,51	9,41	9,49	9,46	83,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BT2	5,52	10,88	13,17	15,37	17,30	17,14	17,39	18,78	19,20	19,12	246,4%	5,52	5,45	6,59	6,15	6,92	8,06	9,36	8,72	8,74	8,70	57,6%
BT3	5,52	10,88	13,17	15,37	17,30	17,14	17,39	18,78	19,20	19,12	246,4%	5,62	5,23	6,59	6,15	6,92	8,06	9,36	8,72	8,74	8,70	54,8%
BT4*	5,83	6,60	8,44	8,81	9,73	10,51	11,41	11,29	11,40	11,35	94,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,30</b>	<b>9,08</b>	<b>10,63</b>	<b>12,09</b>	<b>13,54</b>	<b>13,69</b>	<b>14,11</b>	<b>14,93</b>	<b>15,22</b>	<b>15,15</b>		<b>5,27</b>	<b>5,16</b>	<b>6,04</b>	<b>5,64</b>	<b>6,35</b>	<b>7,39</b>	<b>8,58</b>	<b>7,99</b>	<b>8,01</b>	<b>7,98</b>	
Crecimiento de Tarifa Nominal		<b>71,4%</b>	<b>17,0%</b>	<b>13,7%</b>	<b>12,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>3,1%</b>	<b>5,8%</b>	<b>1,9%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>186,1%</b>		<b>-2,0%</b>	<b>17,1%</b>	<b>-6,7%</b>	<b>12,6%</b>	<b>16,5%</b>	<b>16,1%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>0,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>51,4%</b>
<b>POTENCIA</b> (S./kW-mes)																						
MT2	13,55	18,99	20,60	22,38	22,76	23,24	24,22	28,54	27,90	28,04	106,9%	2,27	4,80	5,30	5,84	6,25	6,73	7,00	7,10	7,15	7,22	218,1%
MT3	10,62	15,40	16,93	18,42	18,83	19,32	20,13	23,39	22,96	23,05	117,0%	6,95	9,66	10,22	11,15	11,56	12,05	12,55	13,98	13,84	13,91	100,1%
MT4	10,62	15,40	16,93	18,42	18,83	19,32	20,13	23,39	22,96	23,05	117,0%	7,45	9,28	10,22	11,15	11,56	12,05	12,55	13,98	13,84	13,91	86,7%
BT2	25,85	34,77	41,57	45,58	47,28	49,43	51,37	56,88	56,30	56,71	119,4%	7,05	13,56	16,47	18,26	19,54	21,09	21,85	22,11	22,30	22,54	219,7%
BT3	21,20	30,66	39,34	43,13	44,89	47,05	48,89	53,74	53,31	53,68	153,2%	14,24	20,43	24,94	27,47	28,93	30,71	31,87	33,82	33,39	34,08	139,3%
BT4	21,20	30,66	39,34	43,13	44,89	47,05	48,89	53,74	53,31	53,68	153,2%	15,54	20,20	24,94	27,47	28,93	30,71	31,87	33,82	33,39	34,08	119,3%
<b>PROMEDIO</b>	<b>17,17</b>	<b>24,31</b>	<b>29,12</b>	<b>31,84</b>	<b>32,91</b>	<b>34,24</b>	<b>35,61</b>	<b>39,95</b>	<b>39,46</b>	<b>39,70</b>		<b>8,92</b>	<b>12,99</b>	<b>15,35</b>	<b>16,89</b>	<b>17,80</b>	<b>18,89</b>	<b>19,62</b>	<b>20,80</b>	<b>20,65</b>	<b>20,96</b>	
Crecimiento de Tarifa Nominal		<b>41,6%</b>	<b>19,8%</b>	<b>9,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>12,2%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>131,2%</b>		<b>45,7%</b>	<b>18,2%</b>	<b>10,0%</b>	<b>5,4%</b>	<b>6,2%</b>	<b>3,8%</b>	<b>6,0%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>1,5%</b>	<b>135,0%</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

\* Es el cargo por Energía Activa Total, no se diferencia el cargo por Energía en HP con el cargo por Energía en FP

R97/93 es la tasa de crecimiento de la tarifa entre mayo de 1993 y setiembre de 1997. En el caso de la inflación es la acumulada en ese periodo

Cuadro No. 3.4.8

## EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LIMA METROPOLITANA POR BLOQUES HORARIOS AÑOS 1993-1997

(Precios reales)

TARIFA	EN HORAS DE PUNTA											EN HORAS FUERA DE PUNTA										
	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93
<b>ENERGÍA ACTIVA</b> (Céntimo S./kWh)																						
MT2	4,03	8,90	9,87	12,13	13,67	13,65	13,62	14,99	15,34	15,54	285,6%	4,03	4,41	4,94	4,85	5,47	6,42	7,33	6,95	7,00	7,07	75,4%
MT3	4,03	8,90	9,87	12,13	13,67	13,65	13,62	14,99	15,34	15,54	285,6%	4,17	4,46	4,94	4,85	5,47	6,42	7,33	6,95	7,00	7,07	69,5%
MT4 *	4,26	6,12	6,34	6,95	7,69	8,37	8,94	9,01	9,10	9,23	116,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BT2	4,56	9,69	11,85	14,55	16,41	16,39	16,34	17,99	18,41	18,65	309,0%	4,56	4,85	5,93	5,82	6,57	7,71	8,80	8,35	8,38	8,49	86,2%
BT3	4,56	9,69	11,85	14,55	16,41	16,39	16,34	17,99	18,41	18,65	309,0%	4,64	4,66	5,93	5,82	6,57	7,71	8,80	8,35	8,38	8,49	83,0%
BT4*	4,82	5,88	7,60	8,34	9,23	10,05	10,72	10,81	10,93	11,07	129,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROMEDIO	4,38	8,20	9,56	11,44	12,85	13,08	13,26	14,30	14,59	14,78		4,35	4,60	5,44	5,34	6,02	7,07	8,07	7,65	7,69	7,78	
Inflación	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%
Crecim. T. Real		87,3%	16,7%	19,6%	12,3%	1,8%	1,4%	7,8%	2,0%	1,3%	237,7%		5,6%	18,3%	-1,8%	12,8%	17,4%	14,2%	-5,1%	0,5%	1,2%	78,9%
<b>POTENCIA</b> (S./kW-mes)																						
MT2	11,20	16,91	18,54	21,19	21,59	22,22	22,76	27,34	26,75	27,36	144,3%	1,88	4,27	4,77	5,53	5,93	6,43	6,58	6,80	6,86	7,04	274,5%
MT3	8,78	13,71	15,24	17,44	17,87	18,47	18,92	22,40	22,01	22,49	156,2%	5,74	8,60	9,20	10,56	10,97	11,52	11,80	13,39	13,27	13,57	136,4%
MT4	8,78	13,71	15,24	17,44	17,87	18,47	18,92	22,40	22,01	22,49	156,2%	6,16	8,26	9,20	10,56	10,97	11,52	11,80	13,39	13,27	13,57	120,3%
BT2	21,36	30,96	37,42	43,16	44,86	47,26	48,28	54,48	53,98	55,33	159,0%	5,83	12,07	14,82	17,29	18,54	20,16	20,54	21,18	21,38	21,99	277,2%
BT3	17,52	27,30	35,41	40,84	42,59	44,98	45,95	51,48	51,11	52,37	198,9%	11,77	18,19	22,45	26,01	27,45	29,36	29,95	32,39	32,01	33,25	182,5%
BT4	17,52	27,30	35,41	40,84	42,59	44,98	45,95	51,48	51,11	52,37	198,9%	12,84	17,99	22,45	26,01	27,45	29,36	29,95	32,39	32,01	33,25	159,0%
PROMEDIO	14,19	21,65	26,21	30,15	31,23	32,73	33,46	38,26	37,83	38,74		7,37	11,56	13,82	15,99	16,89	18,06	18,44	19,92	19,80	20,45	
Inflación	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%
Crecim. T. Real		52,5%	21,1%	15,0%	3,6%	4,8%	2,2%	14,3%	-1,1%	2,4%	172,9%		56,9%	19,5%	15,8%	5,6%	6,9%	2,1%	8,1%	-0,6%	3,3%	177,4%

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

\* Es el cargo por Energía Activa Total, no se diferencia el cargo por Energía en HP con el cargo por Energía en FP

R97/93 es la tasa de crecimiento de la tarifa entre mayo de 1993 y setiembre de 1997. En el caso de la inflación es la acumulada en ese periodo

El crecimiento a precios reales de las **tarifas por bloques horarios**, entre mayo de 1993 y setiembre de 1997, se observa en el Cuadro No. 3.4.8. En “horas de punta”, el cargo por energía activa creció en 237,7 % en promedio, y el cargo por potencia creció en 172,9% en el mismo periodo, mientras que en “horas fuera de punta” el cargo por energía activa creció en 78,9 % y el cargo por potencia creció en 177,4 % en promedio. Es decir, en horas de punta, el cargo por energía activa creció más que el cargo por potencia, mientras que en horas fuera de punta, el cargo por potencia creció más que el cargo por energía.

A nivel de opción tarifaria y a precios reales, las que crecieron más en horas de punta fueron la BT2 y BT3 con 309 % en el cargo por energía activa y la BT3 y BT4 con 198,9 % en el cargo por potencia. Igualmente en horas fuera de punta crecieron más la BT2 y BT3 con 86,2 % y 83,0 % en el cargo por energía activa y la BT2 y MT2 con 277,2 % y 274,5% en el cargo por potencia, en el mismo periodo, respectivamente.

Si se analiza el crecimiento a precios nominales de las **tarifas por empresas distribuidoras**, entre mayo de 1993 y setiembre de 1997, en el Cuadro No. 3.4.9 se observa que en Edelnor S.A., el cargo por energía activa creció en 121,2 % en promedio, y el cargo por potencia creció en 132,3 % en el mismo periodo, mientras que en Luz del Sur S.A. el cargo por energía activa creció en 120,4 % y el cargo por potencia creció en 132,7 % en promedio.

Analizando el crecimiento a precios reales de las **tarifas por empresas distribuidoras**, entre mayo de 1993 y setiembre de 1997, en el Cuadro No. 3.4.10 se observa que en Edelnor S.A., el cargo por energía activa creció en 161,1 % en promedio, y el cargo por potencia creció en 174,2 % en el mismo periodo, mientras que en Luz del Sur S.A. el cargo por energía activa creció en 160,2 % y el cargo por potencia creció en 174,6 % en promedio.

Cuadro No. 3.4.9

## EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LIMA METROPOLITANA POR EMPRESAS AÑOS 1993-1997

(Precios nominales)

TARIFA	EDELNOR S.A.											LUZ DEL SUR S.A.										
	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93
<b>ENERGÍA ACTIVA</b> (Céntimo S./kWh)																						
MT2	4,88	7,43	8,23	8,96	10,09	10,50	11,14	11,45	11,63	11,58	137,3%	4,88	7,43	8,23	8,98	10,10	10,51	11,15	11,47	11,65	11,60	137,7%
MT3	4,97	7,51	8,23	8,96	10,09	10,50	11,14	11,45	11,63	11,58	133,0%	4,97	7,51	8,23	8,98	10,10	10,51	11,15	11,47	11,65	11,60	133,4%
MT4	5,15	6,12	7,04	7,34	8,13	8,79	9,55	9,46	9,56	9,52	84,9%	5,15	6,12	7,04	7,35	8,07	8,74	9,46	9,35	9,43	9,39	82,3%
BT2	5,52	8,17	9,88	10,76	12,10	12,60	13,37	13,75	13,96	13,90	151,8%	5,52	8,17	9,88	10,76	12,12	12,61	13,38	13,76	13,98	13,92	152,2%
BT3	5,57	7,84	9,88	10,76	12,10	12,60	13,37	13,75	13,96	13,90	149,6%	5,57	7,84	9,88	10,76	12,12	12,61	13,38	13,76	13,98	13,92	149,9%
BT4	5,83	6,60	8,44	8,80	9,76	10,54	11,46	11,35	11,48	11,43	96,1%	5,83	6,60	8,44	8,82	9,69	10,48	11,35	11,22	11,32	11,27	93,3%
BT5	12,65	15,74	19,62	21,03	22,46	23,82	25,26	26,63	26,61	26,66	110,8%	12,65	15,74	19,62	21,07	22,41	23,78	25,17	26,52	26,47	26,52	109,6%
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,37</b>	<b>8,49</b>	<b>10,19</b>	<b>10,94</b>	<b>12,10</b>	<b>12,76</b>	<b>13,61</b>	<b>13,98</b>	<b>14,12</b>	<b>14,08</b>		<b>6,37</b>	<b>8,49</b>	<b>10,19</b>	<b>10,96</b>	<b>12,09</b>	<b>12,75</b>	<b>13,58</b>	<b>13,94</b>	<b>14,07</b>	<b>14,03</b>	
Crecimiento de Tarifa Nominal		<b>33,3%</b>	<b>20,0%</b>	<b>7,4%</b>	<b>10,6%</b>	<b>5,5%</b>	<b>6,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>121,2%</b>		<b>33,3%</b>	<b>20,0%</b>	<b>7,6%</b>	<b>10,3%</b>	<b>5,5%</b>	<b>6,5%</b>	<b>2,6%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>120,4%</b>
<b>POTENCIA</b> (S./kW-mes)																						
MT2	7,91	11,90	12,95	14,10	14,49	14,98	15,60	17,80	17,53	17,61	122,6%	7,91	11,90	12,95	14,13	14,52	15,00	15,62	17,84	17,57	17,65	123,1%
MT3	8,79	12,53	13,56	14,77	15,18	15,67	16,33	18,67	18,38	18,46	110,0%	8,79	12,53	13,56	14,80	15,21	15,70	16,35	18,71	18,41	18,50	110,5%
MT4	9,04	11,93	13,56	14,77	15,18	15,67	16,33	18,67	18,38	18,46	104,2%	9,04	11,93	13,56	14,80	15,21	15,70	16,35	18,71	18,41	18,50	104,6%
BT2	16,45	24,17	29,02	31,88	33,39	35,25	36,59	39,47	39,30	39,60	140,7%	16,45	24,17	29,02	31,92	33,43	35,28	36,63	39,52	39,35	39,65	141,0%
BT3	17,72	25,55	32,14	35,28	36,89	38,87	40,36	43,76	43,52	43,85	147,5%	17,72	25,55	32,14	35,33	36,93	38,90	40,40	43,81	43,58	43,91	147,8%
BT4	18,37	25,14	32,14	35,28	36,89	38,87	40,36	43,76	43,52	43,85	138,7%	18,37	25,14	32,14	35,33	36,93	38,90	40,40	43,81	43,58	43,91	139,0%
BT6*	4,11	4,81	7,85	8,41	8,98	9,53	10,10	10,65	10,64	10,66	159,4%	4,11	4,81	7,85	8,43	8,96	9,51	10,07	10,61	10,30	10,61	158,2%
<b>PROMEDIO</b>	<b>13,05</b>	<b>18,54</b>	<b>22,23</b>	<b>24,35</b>	<b>25,34</b>	<b>26,55</b>	<b>27,60</b>	<b>30,36</b>	<b>30,11</b>	<b>30,31</b>		<b>13,05</b>	<b>18,54</b>	<b>22,23</b>	<b>24,39</b>	<b>25,37</b>	<b>26,58</b>	<b>27,63</b>	<b>30,40</b>	<b>30,15</b>	<b>30,35</b>	
Crecimiento de Tarifa Nominal		<b>42,1%</b>	<b>19,9%</b>	<b>9,5%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,8%</b>	<b>3,9%</b>	<b>10,0%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>0,7%</b>	<b>132,3%</b>		<b>42,1%</b>	<b>19,9%</b>	<b>9,7%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,8%</b>	<b>3,9%</b>	<b>10,0%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>0,7%</b>	<b>132,7%</b>

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

\*El valor en la tarifa BT6 se mide en S./Watt-mes, por lo que no se considera en el precio promedio de la tarifa.

R97/93 es la tasa de crecimiento de la tarifa entre mayo de 1993 y setiembre de 1997. En el caso de la inflación es la acumulada en ese periodo

Cuadro No. 3.4.10

## EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LIMA METROPOLITANA POR EMPRESAS AÑOS 1993-1997

(Precios reales)

TARIFA	EDELNOR S.A.											LUZ DEL SUR S.A.										
	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93	May 93	Nov 93	May 94	Nov 94	May 95	Nov 95	May 96	Nov 96	May 97	Set 97	R97/93
<b>ENERGÍA ACTIVA</b> (Céntimo S./kWh)																						
MT2	4,03	6,62	7,41	8,48	9,57	1,04	10,47	10,97	11,15	11,30	180,4%	4,03	6,62	7,41	8,50	9,58	10,05	10,48	10,99	11,17	11,32	180,9%
MT3	4,11	6,69	7,41	8,48	9,57	10,04	10,47	10,97	11,15	11,30	174,9%	4,11	6,69	7,41	8,50	9,58	10,05	10,48	10,99	11,17	11,32	175,4%
MT4	4,26	5,45	6,34	6,95	7,71	8,40	8,98	9,06	9,17	9,29	118,1%	4,26	5,45	6,34	6,96	7,66	8,36	8,89	8,96	9,04	9,16	115,0%
BT2	4,56	7,28	8,89	10,19	11,48	12,05	12,57	13,17	13,38	13,56	197,4%	4,56	7,28	8,89	10,19	11,50	12,06	12,58	13,18	13,40	13,58	197,8%
BT3	4,60	6,98	8,89	10,19	11,48	12,05	12,57	13,17	13,38	13,56	194,8%	4,60	6,98	8,89	10,19	11,50	12,06	12,58	13,18	13,40	13,58	195,2%
BT4	4,82	5,88	7,60	8,33	9,26	10,08	10,77	10,87	11,01	11,15	131,3%	4,82	5,88	7,60	8,35	9,19	10,02	10,67	10,75	10,85	11,00	128,2%
BT5	10,45	14,02	17,66	19,91	21,31	22,77	23,74	25,51	25,51	26,01	148,9%	10,45	14,02	17,66	19,95	21,26	22,73	23,66	25,40	25,38	25,87	147,6%
PROMEDIO	5,26	7,56	9,17	10,36	11,48	10,92	12,80	13,39	13,54	13,74		5,26	7,56	9,17	10,38	11,47	12,19	12,76	13,35	13,49	13,69	
Inflación	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%
Crecim. T. Real		43,7%	21,3%	13,0%	10,8%	-4,9%	17,2%	4,6%	1,1%	1,5%	161,1%		43,7%	21,3%	13,1%	10,5%	6,3%	4,7%	4,6%	1,0%	1,5%	160,2%
<b>POTENCIA</b> (S./kW-mes)																						
MT2	6,54	1,60	11,66	13,35	13,75	14,32	14,66	17,05	16,81	17,18	162,7%	6,54	1,60	11,66	13,38	13,78	14,34	14,68	17,09	16,85	17,22	163,3%
MT3	7,26	11,16	12,21	13,99	14,40	14,98	15,35	17,88	17,62	18,01	148,1%	7,26	11,16	12,21	14,02	14,43	15,01	15,37	17,92	17,65	18,05	148,6%
MT4	7,47	10,62	12,21	13,99	14,40	14,98	15,35	17,88	17,62	18,01	141,1%	7,47	10,62	12,21	14,02	14,43	15,01	15,37	17,92	17,65	18,05	141,6%
BT2	13,60	21,52	26,12	30,19	31,68	33,70	34,39	37,81	37,68	38,63	184,0%	13,60	21,52	26,12	30,23	31,72	33,73	34,43	37,85	37,73	38,68	184,4%
BT3	14,65	22,75	28,93	33,41	35,00	37,16	37,93	41,92	41,73	42,78	192,0%	14,65	22,75	28,93	33,46	35,04	37,19	37,97	41,96	41,78	42,84	192,4%
BT4	15,18	22,39	28,93	33,41	35,00	37,16	37,93	41,92	41,73	42,78	181,8%	15,18	22,39	28,93	33,46	35,04	37,19	37,97	41,96	41,78	42,84	182,2%
BT6*	3,40	4,28	7,07	7,96	8,52	9,11	9,49	10,20	10,20	10,40	205,9%	3,40	4,28	7,07	7,98	8,50	9,09	9,46	10,16	9,88	10,35	204,4%
PROMEDIO	10,78	15,01	20,01	23,06	24,04	25,38	25,94	29,08	28,87	29,57		10,78	15,01	20,01	23,10	24,07	25,41	25,97	29,12	28,91	29,61	
Inflación	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%	21,0%	12,3%	11,1%	5,6%	5,4%	4,6%	6,4%	4,4%	4,3%	2,5%	108,7%
Crecim. T. Real		39,2%	33,3%	15,2%	4,3%	5,6%	2,2%	12,1%	-0,7%	2,4%	174,2%		39,2%	33,3%	15,4%	4,2%	5,6%	2,2%	12,1%	-0,7%	2,4%	174,6%

FUENTE: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

\*El valor en la tarifa BT6 se mide en S./Watt-mes, por lo que no se considera en el precio promedio de la tarifa.

R97/93 es la tasa de crecimiento de la tarifa entre mayo de 1993 y setiembre de 1997. En el caso de la inflación es la acumulada en ese periodo

Como se puede ver en los cuadros anteriores, el cargo por energía activa y el cargo por potencia en las empresas distribuidoras Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A., crecieron a precios reales en porcentajes casi similares, con una ligera diferencia, lo cual en realidad no debería producirse porque ambas concesiones tienen características similares.

A nivel de opción tarifaria y a precios reales, las que crecieron más en Edelnor S.A. fueron la BT2 y BT3 con 197,4 % y 194,8 % en el cargo por energía activa y la BT6 y BT3 con 205,9 % y 192,0 % en el cargo por potencia. Igualmente en Luz del Sur S.A. crecieron más la BT2 y BT3 con 197,8 % y 195,2 % en el cargo por energía activa y la BT6 y BT3 con 204,4 % y 192,4% en el cargo por potencia, en el mismo periodo.

Al analizar la **evolución de las tarifas eléctricas a nivel nacional en el periodo 1980-1997** valorizados en US\$, en el Cuadro No. 3.4.11 y Figura No. 3.4.7, se observa que las tarifas en Media Tensión del mercado regulado, crecieron en promedio en 70 %, las tarifas en Baja Tensión No Residencial en 206 %, y la Tarifa Residencial en 307 %. Comparando la tarifa promedio de los mercados regulado y libre, se observa que el precio regulado se incrementó en 200 % y el precio libre lo hizo en 90 %.

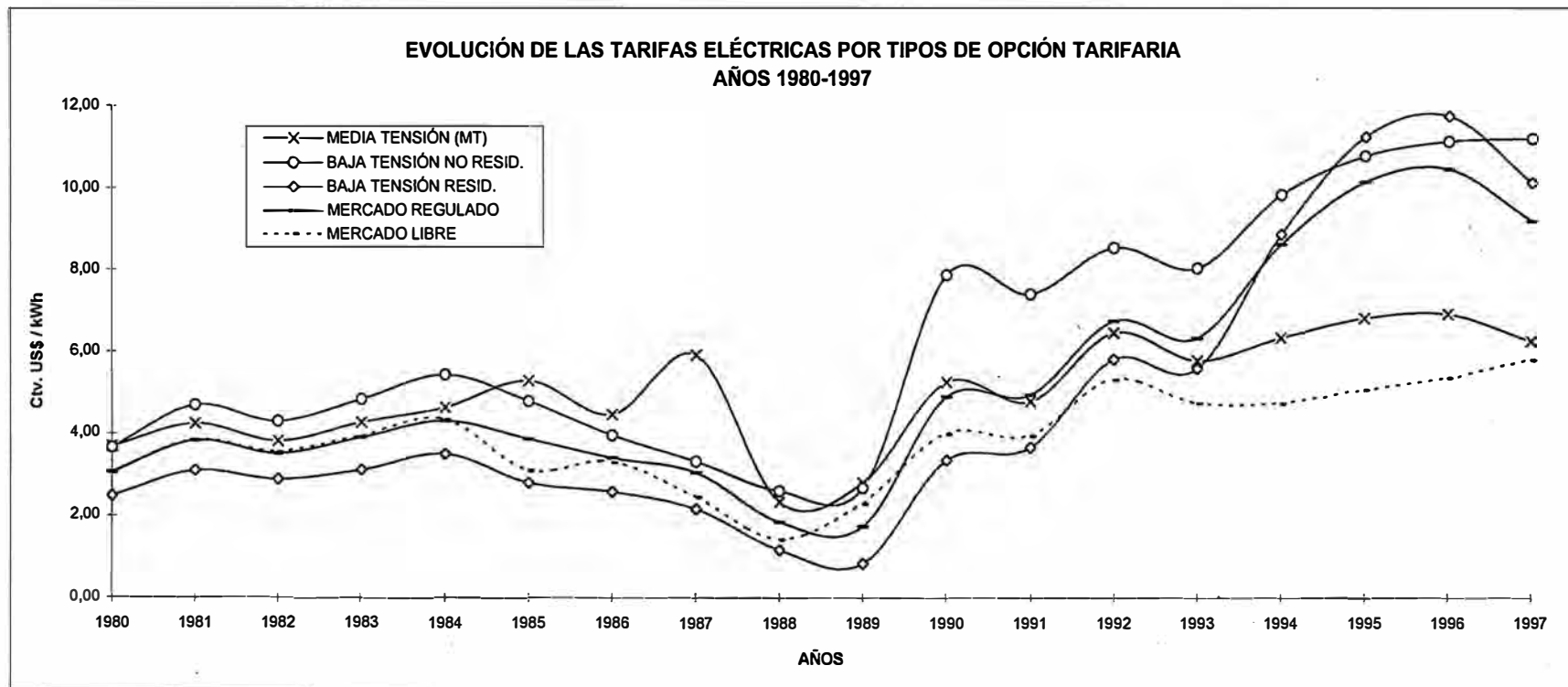
Es decir, la tarifa regulada en promedio creció en más del doble que la tarifa libre, mientras que las tarifa residencial creció en cerca de 4 veces la tarifa libre, con la particularidad que en los años 1995 y 1996 la tarifa residencial fue la más alta de todas las tarifas, con lo cual se ratifica que los precios de la energía eléctrica golpean más a los pequeños consumidores que a los grandes consumidores. Esta situación es consecuencia directa de la privatización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, porque a partir de 1993, en que se inició la privatización, se inició el crecimiento acelerado de las tarifas.



**Cuadro No. 3.4.11**  
**EVOLUCIÓN DE LA TARIFA PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑOS 1980-1997**  
 (Ctvs. US\$ / kWh)

TARIFA	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	97/80
MEDIA TENSIÓN (MT)	3,69	4,24	3,81	4,26	4,62	5,27	4,46	5,91	2,33	2,79	5,24	4,77	6,45	5,78	6,33	6,81	6,92	6,26	70%
BAJA TENSIÓN NO RESI	3,66	4,69	4,29	4,83	5,43	4,79	3,95	3,31	2,59	2,67	7,86	7,40	8,53	8,03	9,83	10,77	11,13	11,20	206%
BAJA TENSIÓN RESID.	2,49	3,10	2,88	3,10	3,49	2,79	2,58	2,16	1,17	0,83	3,34	3,66	5,81	5,58	8,85	11,24	11,75	10,12	307%
MERCADO REGULADO	3,07	3,82	3,51	3,90	4,30	3,86	3,40	3,04	1,84	1,74	4,89	4,94	6,74	6,33	8,61	10,14	10,46	9,19	200%
MERCADO LIBRE	3,05	3,82	3,54	3,91	4,32	3,09	3,29	2,44	1,42	2,28	3,98	3,92	5,30	4,72	4,73	5,04	5,33	5,79	90%

FUENTE: Comisión de Tarifas Eléctricas



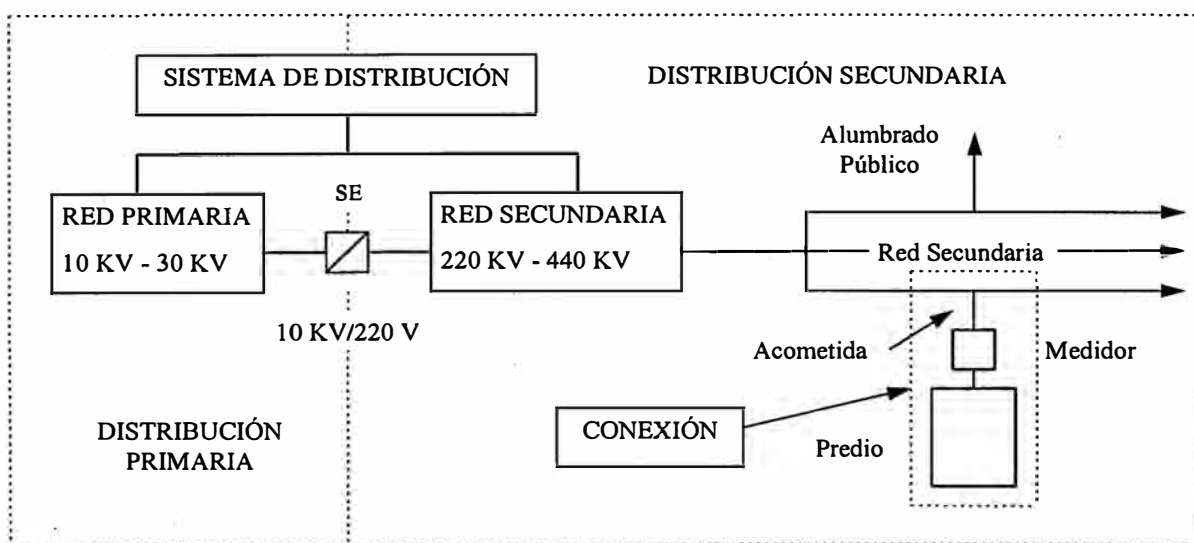
*Figura No. 3.4.7: Evolución de las Tarifas Eléctricas por Tipos de Opción Tarifaria Años 1980-1997*

## CAPÍTULO IV

### COSTOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA

Los costos de conexión son los costos de instalación del suministro de energía eléctrica, incluido el medidor, de acuerdo al proyecto previamente aprobado y al contrato suscrito entre el solicitante y el concesionario. Una vez pagado el presupuesto elaborado por el concesionario, el solicitante se convierte en usuario, con los derechos y obligaciones que establece la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y demás dispositivos legales conexas.

El Sistema de Distribución y Conexión Eléctrica se ve en la Figura N° 4.1.1



*Figura No. 4.1.1: Diagrama del Sistema de Distribución y Conexión Eléctrica*

El Sistema de Distribución de Energía Eléctrica comprende las Redes de Distribución Primaria y Secundaria. Las Redes de Distribución Primaria incluye las Subestaciones. Las Redes de Distribución Secundaria incluye los medidores de energía eléctrica. La conexión del predio con el sistema de distribución constituye la “conexión eléctrica”

## 4.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

### 4.1.1 Redes Primarias y Secundarias

Las Redes de Distribución Primaria, son aquellos cuya tensión está entre 440 y 30000 Voltios y se les conoce como de Media Tensión. Las Redes de Distribución Secundaria son los que tienen una tensión menor que 440 Voltios y se les conoce como de Baja Tensión.<sup>31</sup>

Las Redes Primarias están conformados por cables desnudos de cobre, con sus respectivos aisladores de porcelana o por cables tripolares, directamente enterrados. Estas Redes Primarias alimentan las Subestaciones Aéreas llamadas “Barbotante”, del tipo SAB (Subestación Aérea Biposte) y SAM (Subestación Aérea Monoposte).

Las Redes Primarias en Lima Metropolitana son de 10 kV y las Redes Secundarias son de 220 Voltios. Para estas redes en 10 kV, las distancias mínimas de seguridad<sup>32</sup>, son las siguientes:

a) Al terreno o predio	Sobre calles secundarias:	6,00 m.
	Sobre carreteras y avenidas:	7,00 m.
	Zonas, sin tránsito vehicular:	4,50 m.

<sup>31</sup> En el Cuadro No. 5.3.1 se aprecia la clasificación de las redes por su nivel de tensión

<sup>32</sup> Las distancias mínimas de seguridad están definidas en el Código Nacional de Electricidad

- |                               |                      |   |         |
|-------------------------------|----------------------|---|---------|
| b) A construcciones urbanas : | Distancia vertical   | : | 4,00 m. |
|                               | Distancia horizontal | : | 2,50 m. |
| b) A terreno con árboles :    | Distancia vertical   | : | 2,00 m. |
|                               | Distancia horizontal | : | 2,00 m. |

Las Redes Secundarias y de Alumbrado Público son aquellas que transmiten energía eléctrica desde la subestación 10kV/220V hasta los predios o viviendas de los usuarios. Son cables cubiertos de PVC, bipolares o tripolares, con conductores de aluminio y aislamiento de polietileno.

Las Subestaciones aéreas, que distribuyen la energía eléctrica en un nivel de tensión adecuado a las características del predio, están conformadas por los siguientes elementos:

- a) Estructuras de concreto armado, de 11 m. de longitud, con plataformas soporte para sostener los transformadores de distribución.
- b) Transformadores de Distribución, cuya potencia nominal varía de acuerdo a las cargas que va cubrir, generalmente de 50 y 100 kVA y pueden ser monofásicos y trifásicos.
- c) Tableros de Distribución Secundaria y Alumbrado Público, de material metálico, son herméticos al polvo y a la llovizna. Están constituido por un medidor eléctrico del Sistema de Distribución General y un medidor eléctrico para el Sistema de Alumbrado Público, con un interruptor horario.
- d) Sistema de Puesta a Tierra, conformados por conductores desnudos que conectan todos los elementos metálicos de la Subestación que se encuentran sin tensión y descienden a los llamados “Pozos de Tierra”.<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Un “Pozo de Tierra” es un pozo en el cual está enterrado una varilla de cobre evuelto con conductores desnudos de cobre y cubierto con tierra vegetal y Silicatel.

#### 4.1.2 Redes Aéreas y Subterráneas

Las Redes Primarias y Secundarias pueden ser aéreas y subterráneas. Sin embargo, hay dos tipos de instalaciones subterráneas.

Existe un Sistema de Redes Subterráneas, instalados dentro de canaletas de concreto con sus respectivas tapas, cuyos cables no tocan el piso de la canaleta. Los cables de Media Tensión están en la bandeja inferior, los cables de Baja Tensión en la bandeja intermedia y los cables de Control y Protección en la bandeja superior. Este sistema es el más seguro y al que se le puede efectuar mantenimiento continuo, pero resulta más caro en cuanto a inversión inicial.

Existe otro Sistema de Cables directamente enterrados en zanjas con una profundidad de 0,80 a 1,50 metros, según sea de Media o Baja Tensión. Se instalan los cables al fondo de la zanja y se cubren con tierra cernida hasta una altura de 0,30 m., luego se colocan ladrillos en hilera y se cubre con más tierra hasta un nivel inferior a 0,50 m. del nivel de piso terminado.

Este Sistema de Cables Enterrados es más económico (como inversión inicial) que el Sistema de Redes Subterráneas y que el Sistema de Redes Aéreas, pero a largo plazo se presentan diversos problemas como por ejemplo, no poder efectuar el mantenimiento de los cables y encarecer el mantenimiento general cuando se presentan fallas.

En Lima Metropolitana, en el año 1993, el 85 % de redes eléctricas eran subterráneas y el 15 % eran aéreas. En Junio de 1996, las redes subterráneas descendieron a 81 %, mientras que las aéreas se incrementaron a 19 %. A nivel nacional hay un 25 % de redes subterráneas y 75 % de redes aéreas<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> En Empresas de Distribución Eléctrica Piden Aumento de 129 % para Próxima Fijación Tarifaria”, Gestión, 07.05.97

### ***Crítica al Monopolio Natural en Instalaciones Eléctricas***

Los autores de la nueva estructura del sector eléctrico a partir de la vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1993, sostienen que en el caso de los servicios públicos, particularmente la energía eléctrica, se produce un monopolio natural, conforme se indica en el punto 3.1.3 del presente trabajo, por lo cual en una misma área no podrían operar dos empresas de distribución, porque cada empresa tendría que construir sus propias redes de distribución, con sus consecuencias estéticas y otros.

Sin embargo, desde el punto de vista técnico, en el Sistema de Distribución Secundaria, no existe ningún impedimento para que dos empresas instalen sus propias redes eléctricas, siempre que conserven las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad. Claro que en este caso, las Redes de Distribución Primaria serían una sola para las empresas que operan en el mercado.

Debe entenderse que como en Lima Metropolitana, la cobertura de los servicios eléctricos no es total, se ha otorgado la concesión de distribución a dos empresas definiendo un área exclusiva para cada uno, para que se desarrolle y se expanden estos servicios, y que el precio regulado sirva para expandir la oferta de energía eléctrica, y una vez que se logre cubrir todo el área, se elimine la restricción geográfica y las empresas puedan competir instalando sus propias redes de distribución secundaria. Con ello se justificaría temporalmente el “monopolio natural”.

Por lo tanto, no es del todo cierto que exista un “monopolio natural” en el caso de los servicios eléctricos, sino un monopolio artificial creado por el sistema político, económico y social vigente.

## 4.2 SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro de energía eléctrica es aquel por medio del cual una persona natural o jurídica se convierte en usuario o cliente de la empresa concesionaria, mediante un “contrato de suministro eléctrico”, asignándole un número de identificación.

La instalación de un suministro de energía eléctrica comprende la acometida, el equipo de medición y su respectiva caja y los elementos de protección. Se puede ver en la Figura No. 4.2.1

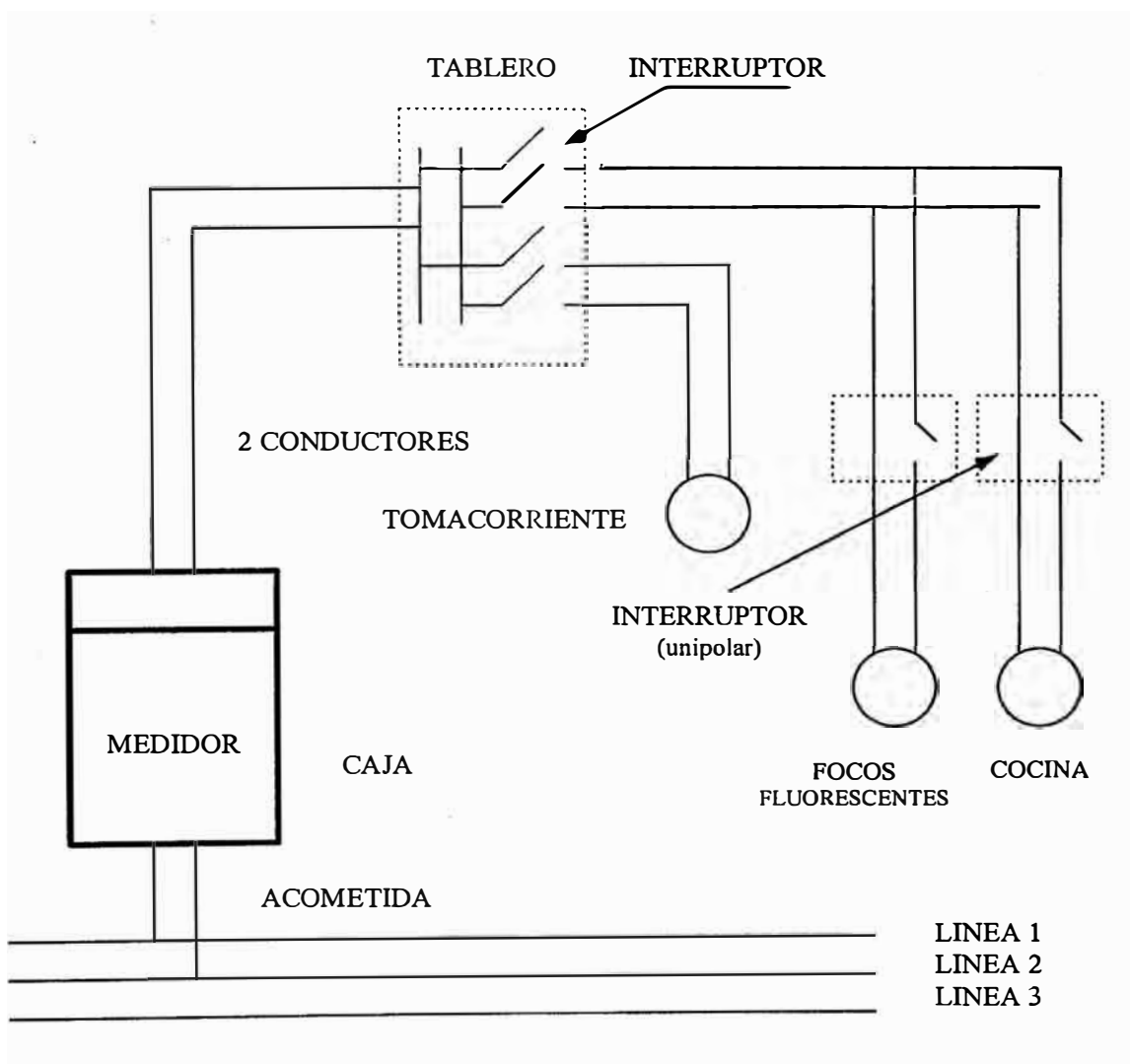


Figura No. 4.2.1: Instalación de un Suministro Eléctrico

El contrato deberá contener las siguientes especificaciones:

- a) Nombre o razón social del concesionario y del usuario.
- b) Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio.
- c) Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro.
- d) Características del suministro.
- e) Potencia contratada y plazo de vigencia.
- f) Tarifa aplicable de acuerdo a lo elegido por el usuario.
- g) Otras condiciones relevantes previstas en la Ley.

El suministro de energía eléctrica corresponde al predio y no al dueño del predio, por lo tanto si una persona abandona el predio, no puede llevarse el suministro y si el suministro tiene una deuda, no podrá asignarse un nuevo suministro en dicho predio ni al usuario a cuyo nombre está registrado, mientras no se cancele la deuda pendiente. El contrato de suministro de energía eléctrica se resuelve cuando el servicio permanece cortado por más de seis meses<sup>35</sup>.

Las instalaciones internas de cada suministro se inician a partir del punto de entrega. Se considera como punto de entrega, para los suministros de baja tensión, la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.<sup>36</sup>

En los casos de media y alta tensión, el concesionario establece el punto de entrega en forma coordinada con el usuario, lo que debe constar en el respectivo contrato de suministro.

<sup>35</sup> La resolución del contrato está previsto en el artículo 90° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>36</sup> Estas condiciones se establecen en el artículo 88° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 170° de su Reglamento.



Para la instalación de nuevos suministros o para los casos de ampliación de la potencia contratada, el concesionario está autorizado a exigir al interesado, una contribución reembolsable, de acuerdo a la potencia que solicita el usuario.

### 4.3 MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los medidores de energía eléctrica o contadores de energía eléctrica son instrumentos que sirven para medir el consumo de energía eléctrica, la potencia máxima o demanda máxima del suministro y las pérdidas de energía.

Los medidores de energía eléctrica pueden ser monofásicos o trifásicos, dependiendo del tipo de conexión (monofásicas o trifásicas) que tenga el suministro, y también pueden ser electromecánicos y electrónicos, dependiendo de la complejidad o tecnología aplicada en su fabricación.

En el Cuadro No. 4.3.1 se aprecia los tipos y marcas de medidores utilizados por las empresas Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A.

Cuadro No. 4.3.1  
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN  
LIMA METROPOLITANA

Nº	MARCA	TIPO (1)	FASES	CORRIENTE(2)	CONSTANTE	CLASE
1	ABB	D6s5h	3	15(90)	92 rev/kWh	ELMEC
2	ABB	N4s5/5h	1	10(40)	450 rev/kWh	ELMEC
3	FAE	Mt79mt	1	15(60)	2,0 Wh/rev	ELMEC
4	GANZ	Dey4/y	1	10(40)	rev/kWh	ELMEC
5	SCHULUMBERGER	Fx-231	1	10(40)	2,4 Wh/rev	ELMEC
6	SKAITEKS	CO-U449mt	1	10(40)	400 rev/kWh	ELMEC
7	ABB	A1R	3			Electrónico

Fuente: Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A.

(1) Características técnicas de fabricación.

(2) Se refiere a la Intensidad de corriente nominal e Intensidad de corriente máxima, medidos en Amperios.

El uso de un determinado medidor depende de las necesidades de medición y características que tenga el suministro. Por ejemplo para medir la energía activa y máxima demanda en horas de punta y fuera de punta, energía reactiva y contar con un reloj, basta con un medidor electromecánico. Estos mismos registros y sus variaciones, antecedentes, diagrama de carga y conexión a la computadora, se logran con un medidor electrónico.

El equipo de medición debe ser precintado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada intervención, dichas intervenciones deben ser puestas en conocimiento del usuario mediante constancia escrita con anterioridad. Asimismo, el medidor debe estar ubicado en un lugar accesible para el control del concesionario y si sufre deterioros por defectos en las instalaciones internas del usuario, éste es el responsable <sup>37</sup>.

Las empresas concesionarias de distribución de Lima están desarrollando un programa de cambio de medidores eléctricos, con el objeto de lograr una “mejor calidad de medición”, a aquellos que están deteriorados, los que tengan un error mayor de  $\pm 3\%$  y los que tienen una antigüedad mayor de 5 años. Sin embargo, en la ejecución de estos trabajos, se observa lo siguiente<sup>38</sup>:

- a) Los nuevos medidores instalados no mantienen la posición vertical, exigida por las normas técnicas, lo cual perjudicará su calibración posterior.
- b) La instalación de nuevos conductores conlleva a descalibrar los medidores ya instalados por efecto de los golpes a la pared para empotrarlos.
- c) Los costos del cambio de medidores se incluyen indirectamente en la facturas de consumo.
- d) Se cambian medidores nuevos y en perfecto estado de funcionamiento.

<sup>37</sup> Establecidos en los artículos 171° y 172° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>38</sup> Según el Informe de Inspección Relacionada con la Remodelación de Redes Eléctricas del Grupo VER S.A., Junio 1997.

#### 4.4 COSTO DE CONEXIÓN ELÉCTRICA

El presupuesto de instalación de un suministro incluye el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Este presupuesto es pagado por el usuario, quien además paga el costo del proyecto, ejecución, operación y mantenimiento de las instalaciones internas del usuario, así como las eventuales ampliaciones, reparaciones y/o reposiciones<sup>39</sup>.

Los montos máximos que los usuarios del servicio público de electricidad deberán abonar como presupuesto de la instalación de la conexión, son los siguientes:<sup>40</sup>

Cuadro N° 4.4.1  
COSTOS DE CONEXIÓN AÉREA Y SUBTERRÁNEA  
(Nuevos Soles)

TIPO DE CONEXIÓN	OPCIÓN TARIFARIA	CONEXIÓN AÉREA (CCA)	CONEXIÓN SUBTERRÁNEA (CCS)
C1	BT5/BT6	255	292
C2	BT5	451	497
C2	BT4*	810	905
C3	BT4*	1 230	1 400
C3	BT4	1 400	1 700
C3	BT3/BT2	3 000	3 700
C4	BT4	2 100	3 600
C4	BT3/BT2	3 600	5 100
C5	MT4	13 000	17 000
C5	MT4/MT2	15 100	18 600

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

\* Opción tarifaria BT4 con potencia contratada.

<sup>39</sup> Los pagos que realiza el usuario está establecido en el artículo 88° de la Ley de Concesiones Eléctricas y 163° de su Reglamento.

<sup>40</sup> Están fijados por la Resolución N° 009-94-P/CTE del 02.11.94, de acuerdo con el artículo 163° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por D.S. N° 009-93-EM. Los valores de D e IPM están definidos en la Resolución N° 011-93-P/CTE del 27.12.93.

Los tipos de conexión (C), tienen las siguientes características:

Tipo de conexión	Nivel de tensión	Descripción
C1	Baja Tensión (BT)	Monofásica hasta 3 kW
C2	Baja Tensión (BT)	Trifásica de 3 a 10 kW
C3	Baja Tensión (BT)	Trifásica de 10 a 50 kW
C4	Baja Tensión (BT)	Trifásica superior a 50 kW
C5	Media Tensión (MT)	Trifásica hasta 1000 kW

Los costos mencionados se actualizan aplicando las siguientes fórmulas:

$$\text{Conexión Aérea:} \quad CA = CCA * FACCA$$

$$\text{Conexión Subterránea:} \quad CS = CCS * FACCS$$

$$FACCA = a * (D/2.5875) + (1-a) * (IPM/1154.94)$$

$$FACCS = b * (D/2.5875) + (1-b) * (IPM/1154.94)$$

Los valores “a” y “b” están determinados de la siguiente forma:

Tipo de conexión	Conexión Aérea	Conexión Subterránea
	a	b
C1	0.66	0.50
C2	0.73	0.55
C3/C4/C5	0.75	0.60

El valor de “D” se calcula con la siguiente fórmula:  $D = Tc * (1-Ta)$

$Tc$  = Valor referencial del US\$, con un valor base de 2.15 S./US\$

$Ta$  = Tasa arancelaria vigente para importar equipo electromecánico, con un valor base de 15 %.

El “IPM” es el índice de precios al por mayor publicado por el INIE, con un valor base de 1023.11.

Utilizando las fórmulas anteriores se han determinado los costos de conexión para Lima Metropolitana vigentes a junio de 1997, para suministros con la opción tarifaria BT5, aérea y subterránea, monofásica y trifásica, por ser ésta la más común y se aplica a las viviendas. Los valores se muestran en el Cuadro N° 4.4.1

Cuadro N° 4.4.1  
COSTOS DE CONEXIÓN EN LIMA METROPOLITANA  
(Nuevos Soles)

EMPRESA	MONOFASICA (BT5/BT6, HASTA 6 kW)		TRIFÁSICA (BT5, HASTA 10 kW)	
	AÉREA	SUBTERRÁNEA	AÉREA	SUBTERRÁNEA
Edelnor S.A.	398 + IGV	602 + IGV	573 + IGV	774 + IGV
Luz del Sur S.A.	397 + IGV	697 + IGV	633 + IGV	867 + IGV

Fuente: MEM-DGE

Los costos de conexión de las redes trifásicas son 40 % más caro que las monofásicas y las subterráneas son 47 % más caros que las redes aéreas.

El usuario, según la legislación vigente, además del costo de conexión, paga el reemplazo del equipo de medición o su reparación cuando sufre deterioros por defectos en sus instalaciones internas y adicionalmente un cargo por reposición y mantenimiento que permita reponer el medidor en 30 años.

Los usuarios están desprotegidos, porque pagan hasta el más mínimo costo de instalación y todos los desperfectos, incluso cuando se pierde o se malogra el medidor, mientras que las empresas distribuidoras se benefician con las utilidades que generan dichos pagos porque los medidores que cumplen su ciclo de vida, no se retiran inmediatamente y como empresa, son las únicas autorizadas para manipular los medidores.

### ***Impacto económico de las Redes en las Tarifas Finales***

El costo de las redes eléctricas forma parte del costo de distribución, y el costo de distribución interviene en la determinación de la tarifa final con el 35%, a través del Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual considera entre otros, los costos de inversión, conforme se explica en el punto 3.4.1 del presente trabajo. El VAD se calcula para cada sector típico de distribución, considerando exclusivamente las instalaciones de distribución en Media Tensión y Baja Tensión, es decir las redes eléctricas.

Si el 100 % de las redes eléctricas fueran subterráneas, el VAD sería el doble del actual y el impacto en la tarifa final sería del 30 % aproximadamente, mientras que si el 100 % de las redes eléctricas fueran aéreas, la tarifa actual bajaría en 10 % aproximadamente, debido a que la tarifa actual considera ambos tipos de redes, aéreas y subterráneas, según el área geográfica de cada concesión, siendo mayormente aéreas por su puesto. El costo relativo (subterránea/aérea) en redes de Baja Tensión es 1 a 4, mientras que en Media Tensión es 1 a 7.

## **4.5 PROBLEMÁTICA SOBRE RENOVACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS**

Las empresas distribuidoras de Lima Metropolitana están llevando a cabo un Programa Integral de Renovación de Redes, que contempla el cambio de redes subterráneas por redes aéreas.

Las concesionarias justifican la renovación de las redes subterráneas por aéreas, basado en que éstas son más eficientes y más baratas, cumple con el sistema económicamente adaptado y permite controlar las pérdidas y electrificar más zonas. Sin embargo no mencionan el grado de peligro que significan, causando hasta la fecha más de 50 accidentes fatales.

La comparación de las ventajas y desventajas de las redes aéreas y subterráneas se resume en el Cuadro No. 4.5.1.

Cuadro No. 4.5.1

**VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE REDES ELÉCTRICAS AÉREAS Y  
SUBTERRÁNEAS EN LIMA METROPOLITANA**

REDES AÉREAS	REDES SUBTERRÁNEAS
1. Se utiliza en zonas de media y baja concentración de consumo.	1. Se utiliza en zonas de alta concentración de consumo.
2. Diseño e instalación rápida y simple (1 Km en menos de 7 días).	2. Diseño e instalación especializada y lenta (1 Km en más de 15 días)
3. El porcentaje de redes aéreas en ciudades importantes es de 91,4 %.	3. El porcentaje de redes subterráneas en ciudades importantes es 8,6 %.
4. La inversión es de 15 000 a 24 000 US\$/Km.	4. La inversión es de 60 000 a 250 000 US\$/Km.
5. Es más segura a la vista.	5. Terceros no conocen su trazado
6. Fácil control e inspección.	6. Dificil control e inspección
7. Tiempo de detección y reparación de fallas menos de 3 horas.	7. Tiempo de detección y reparación de fallas más de 7 horas.
8. No genera problemas de compromiso con el uso del subsuelo.	8. Genera problemas en subsuelo con agua potable y otros servicios.
9. Cumple con sistema económicamente adaptado.	9. Excede el sistema económicamente adaptado.
10. Los postes se pueden aprovechar para otros usos.	10. Se requiere espacio aéreo para subestaciones y alumbrado público.
11. El nivel de pérdidas en zonas con redes aéreas es de 35 %.	11. El nivel de pérdidas en zonas con redes subterráneas es de 48 %.
12. Perjudica el medio ambiente.	12. No perjudica el medio ambiente.
13. Malogra el ornato de la ciudad.	13. Contribuye a mejorar el ornato.
14. Causa de accidentes fatales.	14. No causa accidentes fatales.
15. Su costo inicial es barato, pero el mantenimiento es caro.	15. El costo inicial es caro, pero el mantenimiento es casi nulo.
16. El costo de renovación perjudica el sistema económicamente adaptado.	16. Mantener las redes favorece al sistema económicamente adaptado.
17. La renovación atenta contra la decisión de los usuarios.	17. El mantenimiento de las redes incentiva la inversión de los usuarios.
18. Facilita el clandestinaje.	18. Dificulta el clandestinaje.

Fuente: Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A.

Las ventajas que se señalan corresponden al Sistema De Redes Subterráneas, no al Sistema de Cables Enterrados.

Se puede ver que no son tan ventajosas las redes aéreas, ambos tienen sus ventajas y desventajas. Si se evalúa la eficiencia, seguridad y economía de ambos sistemas, las redes aéreas son más económicas, pero las redes subterráneas son más eficientes y seguras.

A manera de conclusiones del debate de esta problemática, se puede indicar lo siguiente:

- a) Los factores técnicos económicos determinantes para la elección entre sistemas aéreos o subterráneos son la densidad de carga eléctrica y su posibilidad de crecimiento. La mayor carga favorece a los sistemas subterráneos y la posibilidad de crecimiento a los sistemas aéreos.
- b) La red aérea permanece económicamente adaptada durante su vida útil, mientras que la red subterránea no se adapta a la demanda inicial, pero puede hacerlo a largo plazo, en tanto cuenta con el beneficio de menores pérdidas técnicas y mejor calidad del servicio.
- c) La instalación de las redes se ejecuta valorando más los daños a las propias instalaciones, que cautelando los daños a los usuarios, transeúntes o terceros y sus bienes, con lo que adquiere ventaja ampliamente las redes subterráneas.
- d) Si se busca un equilibrio entre beneficios y riesgos, se concluye que el beneficio de menores costos implica necesariamente menor calidad del servicio y mayores riesgos, y si la estructura tarifaria busca la eficiencia y la calidad del servicio, debe optarse por las redes subterráneas, por su puesto de acuerdo con la capacidad de pago de los sectores de la población y la geografía del lugar donde se instale la red.



- e) Los precios regulados se determinan en base a valores agregados de distribución para sistemas típicos, que contienen proporciones establecidas entre redes subterráneas y aéreas, costos eficientes y límite de aceptación de pérdidas, sin distinguir el tipo de red que utiliza la comunidad, por lo que un conjunto de usuarios no puede ni siquiera elegir el tipo de red, lo cual lógicamente muestra otra flaqueza del sistema tarifario actual.
- f) La estructura tarifaria no permite tarifas por zonas diferenciadas y reconoce un nivel de pérdidas de hasta 16 %, en el que se incluyen las pérdidas comerciales y técnicas. Sin embargo ese nivel de pérdidas en la práctica es compensada por los continuos recuperos de energía, facturaciones excesivas y tarifas altas aplicadas a los usuarios, principalmente industrias.
- g) Las empresas distribuidoras aducen que la magnitud de hurtos de energía en las zonas de redes subterráneas, deterioran la calidad del servicio hasta hacer inviable el sistema existente, obligándoles a cambiar redes subterráneas por aéreas. No indican que es más fácil las conexiones clandestinas en redes aéreas.
- h) El sistema de redes subterráneas en realidad, no adolece de las criticadas fallas de las empresas distribuidoras, sino el sistema de cables enterrados directamente, porque éstos no tienen la seguridad esperada, por lo que el sistema de redes subterráneas como tal, sigue siendo la mejor alternativa para un buen servicio.

## **CAPÍTULO V**

### **OPCIONES TARIFARIAS**

El mercado regulado tiene una tarifa establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas, cuyos valores se fijan por alternativas denominadas “opciones tarifarias” que los usuarios pueden elegir libremente, con los límites establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponde.

En el Cuadro N° 5.1.1, se muestra un resumen de las opciones tarifarias vigentes.

Estas opciones tarifarias fueron establecidas de acuerdo a la nueva estructura de precios dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas. A diferencia de las tarifas vigentes hasta mayo de 1993, las actuales toman en cuenta el sistema de medición para cada alternativa y no el uso de la energía, por lo tanto no existen tarifas industriales, comerciales, uso general, etc.

En el Cuadro N° 5.1.2 se muestra las equivalencias de la estructura tarifaria anterior con la actual estructura tarifaria.

Las empresas de distribución está obligadas a aceptar la opción tarifaria que los clientes eligen. Salvo acuerdo expreso, la opción tomada por los clientes regirá por un plazo de un año, renovándose automáticamente por periodos anuales sucesivos, si no existiera solicitud de cambio.

Cuadro No. 5.1.1

## OPCIONES TARIFARIAS DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

OPCIONES TARIFARIAS		CALIFICACION  <u>POTENCIA MEDIA</u> MAXIMA DEMANDA	MEDICIONES	ESPECIFICACIONES
BAJA TENSION (Tensión < 440 V)	MEDIA TENSION (440 < Tensión < 30 KV)			
BT 2	MT 2	-	2E 2P	Cargo fijo
BT 3	MT 3	HP y HFP	2E 1P	Cargo por Energía Activa Cargo por Potencia
BT 4	MT 4	HP y HFP	1E 1P	Cargo por Energía Reactiva
BT 5 (PC < 10 KW)		-	1E	Cargo fijo Cargo por Energía Activa
BT 6 (PC < 3 KW)		-	1P	Cargo fijo Cargo por Potencia

Fuente: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

Las tarifas a usuarios finales fijadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas son máximas, siendo factible que sus valores sean menores en los pliegos tarifarios de la empresas de distribución eléctrica. En este caso probablemente no cubran los costos de inversión y de explotación de los sistemas eléctricos. En la práctica esto no ocurre.

Cuadro N° 5.1.2  
EQUIVALENCIA DE LAS ESTRUCTURAS TARIFARIAS  
ANTERIOR Y ACTUAL

TARIFA ANTERIOR	TARIFA ACTUAL	DESCRIPCIÓN
10,11	B74 (1E 1P)	Tarifa de Alumbrado Público
20	BT5 (1E)	Tarifa Social Doméstica
21	BT5 (1E)	Tarifa Doméstica a Medidor
40,50,52	BT5 (1E)	Uso Comercial y General Menor
55	BT5 (1E)	Entidades y Organizaciones Diversas
22	BT6 (1E)	Tarifa Doméstica a Pensión Fija
41,51	BT6	Uso Comercial y General a Pensión Fija
	BT2 (2E2P)	Alternativa no existente en Tarifa Anterior
60,64	BT3 (2E1P)	Tarifa Agropecuaria Menor
54,61	MT2 (2E2P)	Uso General y Agropecuario Mayor
42,63	MT3 (2E1P)	Uso Comercial y Agropecuario Mayor
30,31,43,57	BT4 FP (1E1P)	Tarifa Industrial Menor y Mayor Uso Comercial y General Mayor
30,31,43,57	BT4 HP (1E1P)	Tarifa Industrial Menor y Mayor Uso Comercial y Uso General Mayor
32	MT4 FP (1E1P)	Tarifa Industrial Mayor
32	MT4 FP (1E1P)	Tarifa Industrial Mayor

Fuente: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas

## 5.1 TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN

Las tarifas son de media tensión cuando se aplican para niveles de tensión: mayores de 440 voltios y menores de 30 000 voltios <sup>41</sup>

Las opciones tarifarias de media tensión y sus valores se indican en los Cuadros Nos. 5.1.3 y 5.1.4<sup>42</sup>

Cuadro N° 5.1.3

### OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES EN MEDIA TENSIÓN

OPCIÓN	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN	CARGOS QUE COMPRENDE
MT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias (2E2P)		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
MT3	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia (2E1P)	1) Clientes de punta 2) Clientes fuera de punta	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
MT4	Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia (1E1P)	1) Clientes de punta 2) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa d) Cargo por potencia c) Cargo por energía reactiva

Fuente: Resoluciones de Comisión de Tarifas Eléctricas

<sup>41</sup> Los niveles de tensión se definen en la Resolución N° 02-93-P/CTE de la Comisión de Tarifas Eléctricas

<sup>42</sup> También existen tarifas de alta tensión para clientes libres, cuando su tensión es mayor de 30 000 Voltios.

**Cuadro No. 5.1.4**  
**VARIACIÓN DEL VALOR DE LAS OPCIONES TARIFARIAS DE MEDIA TENSIÓN**  
**AÑOS 1993-1997**

OPCIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MAY 93	NOV 93	MAY 94	NOV 94	MAY 95	NOV 95	MAY 96	NOV 96	MAY 97	SET 97	R97/93
MT2	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	2,79	2,82	3,10	3,35	3,49	3,57	3,76	3,89	4,02	4,12	47,7%
	Cargo por Energía Activa en HP	Ctmo \$/kWh	4,88	9,90	10,97	12,81	14,41	14,28	14,49	15,65	16,00	15,93	226,4%
	Cargo por Energía Activa en FP	Ctmo \$/kWh	4,88	4,95	5,49	5,13	5,77	6,72	7,80	7,27	7,28	7,25	48,6%
	Cargo por Potencia en HP	\$/kW-mes	13,55	18,99	20,60	22,38	22,76	23,25	24,22	28,54	27,90	28,04	106,9%
	Cargo por Potencia en FP	\$/kW-mes	2,27	4,80	5,30	5,84	6,25	6,73	7,00	7,10	7,15	7,22	218,1%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo \$/kVarth	2,12	2,55	2,73	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	53,8%
MT3	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	1,94	1,94	2,11	2,27	2,37	2,42	2,55	2,64	2,73	2,80	44,3%
	Cargo por Energía Activa en HP	Ctmo \$/kWh	4,88	10,00	10,97	12,81	14,41	14,28	14,49	15,65	16,00	15,93	226,4%
	Cargo por Energía Activa en FP	Ctmo \$/kWh	5,05	5,01	5,49	5,13	5,77	6,72	7,80	7,27	7,28	7,25	43,6%
	Cargo por Potencia en HP	\$/kW-mes	10,62	15,40	16,93	18,42	18,83	19,32	20,13	23,39	22,96	23,05	117,0%
	Cargo por Potencia en FP	\$/kW-mes	6,95	9,66	10,22	11,15	11,56	12,05	12,55	13,99	13,83	13,91	100,1%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo \$/kVarth	2,15	2,58	2,73	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	51,6%
MT4	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	2,01	1,85	2,11	2,27	2,37	2,42	2,55	2,64	2,73	2,80	39,3%
	Cargo por Energía Activa	Ctmo \$/kWh	5,15	6,12	7,04	7,35	8,10	8,77	9,51	9,41	9,52	9,46	83,7%
	Cargo por Potencia en HP	\$/kW-mes	10,62	14,58	16,93	18,42	18,83	19,32	20,13	23,39	22,96	23,05	117,0%
	Cargo por Potencia en FP	\$/kW-mes	7,45	9,28	10,22	11,15	11,56	12,05	12,55	13,99	13,83	13,91	86,7%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo \$/kVarth	2,24	2,46	2,73	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	45,5%

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

El cargo fijo se aplica aún si el servicio está cortado o suspendido temporalmente

El cargo por potencia se refiere a las dos modalidades: Potencia Contratada o Máxima Demanda Leída

El cargo por energía reactiva se factura sólo por el exceso del 30% de la energía activa total.

Las opciones tarifarias con doble medición de energía y doble contratación o medición de potencia, como la MT2 y la BT2 permite una mejor medición, de acuerdo a la diferenciación de precios “de punta” y “fuera de punta”. Esta medición debe ser efectuada por medidores adecuados.

Las opciones tarifarias con doble o simple medición de energía y contratación simple o medición de una potencia, como la MT3, MT4 y sus similares BT3 y BT4, al tenerse sólo una medición o contratación de potencia, se desconoce si el usuario demanda la potencia máxima en horas de punta o en horas fuera de punta. La Resolución N° 010-93-P/CTE de la Comisión de Tarifas Eléctricas establece que la empresa distribuidora califica el consumo del usuario como “de punta” o “fuera de punta”, de acuerdo con un procedimiento que se explica al final del presente capítulo.

## 5.2 TARIFAS DE BAJA TENSIÓN

Las tarifas son de baja tensión cuando se aplican a usuarios que tienen niveles de tensión menores de 440 voltios. Se indican en el Cuadro N° 5.2.1.

En el cuadro mencionado, puede observarse que las opciones tarifarias de media tensión MT2, MT3 y MT4 son similares a las opciones tarifarias de baja tensión BT2, BT3 y BT4.

En la opción tarifaria BT4 “presente en punta”, se encuentra comprendido la tarifa de alumbrado público. Es decir el alumbrado público se paga con esta tarifa.

La opción tarifaria BT5 sólo podrán optar los clientes alimentados en baja tensión, cuya **potencia conectada** sea inferior a 10 kW o aquellos clientes que instalen un limitador de potencia de hasta 10 kW.

La opción tarifaria BT6 es fija y tiene carácter transitorio y sólo podrán optar los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 3 kW y que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Las opciones tarifarias de baja tensión y sus valores se indican en los Cuadros Nos. 5.2.1 y 5.2.2.

Cuadro N° 5.2.1

## OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES EN BAJA TENSIÓN

OPCION	DESCRIPCIÓN	CALIFICACIÓN	CARGOS QUE COMPRENDE
BT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias (2E2P)		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
BT3	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia (2E1P)	1) Clientes de punta 2) Clientes fuera de punta	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
BT4	Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia (1E1P)	1) Clientes de punta 2) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa d) Cargo por potencia c) Cargo por energía reactiva
BT5	Tarifa con simple medición de energía activa (1E)		a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa
BT6	Tarifa a pensión fija de potencia (1P)		a) Cargo fijo mensual b) Cargo por potencia

Fuente: Resoluciones Comisión de Tarifas Eléctricas



**Cuadro No. 5.2.2**  
**VARIACIÓN DEL VALOR DE LAS OPCIONES TARIFARIAS DE BAJA TENSIÓN**  
**AÑOS 1993-1997**

OPCIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MAY 93	NOV 93	MAY 94	NOV 94	MAY 95	NOV 95	MAY 96	NOV 96	MAY 97	SET 97	R97/93
BT2	Cargo Fijo Mensual	SI/ciente	2,79	2,59	3,10	3,35	3,49	3,57	3,76	3,89	4,02	4,12	44,1%
	Cargo por Energía Activa en HP	Ctmo SI./kWh	5,52	10,88	13,17	15,38	17,30	17,14	17,39	18,78	19,20	19,12	247,8%
	Cargo por Energía Activa en FP	Ctmo SI./kWh	5,52	5,45	6,59	6,16	6,93	8,07	9,36	8,73	8,74	8,70	58,3%
	Cargo por Potencia en HP	SI./kW-mes	25,85	34,77	41,57	45,53	47,28	49,43	51,37	56,88	56,30	56,71	117,8%
	Cargo por Potencia en FP	SI./kW-mes	7,05	13,56	16,47	18,26	19,54	21,09	21,85	22,11	22,30	22,54	216,3%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo SI./kVarth	2,12	2,34	2,73	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	57,5%
BT3	Cargo Fijo Mensual	SI/ciente	1,91	1,69	2,11	2,27	2,37	2,42	2,55	2,64	2,73	2,80	42,9%
	Cargo por Energía Activa en HP	Ctmo SI./kWh	5,52	10,45	13,17	15,38	17,30	17,14	17,39	18,78	19,20	19,12	247,8%
	Cargo por Energía Activa en FP	Ctmo SI./kWh	5,62	5,23	6,59	6,16	6,93	8,07	9,36	8,73	8,74	8,70	55,5%
	Cargo por Potencia en HP	SI./kW-mes	21,20	30,66	39,34	43,13	44,89	47,06	48,89	53,74	53,31	53,68	151,5%
	Cargo por Potencia en FP	SI./kW-mes	14,24	20,43	24,94	27,48	28,93	30,71	31,87	33,83	33,38	34,08	134,4%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo SI./kVarth	2,14	2,25	2,73	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	56,1%
BT4	Cargo Fijo Mensual	SI/ciente	2,01	1,66	2,11	2,27	2,37	2,42	2,55	2,64	2,73	2,80	35,8%
	Cargo por Energía Activa	Ctmo SI./kWh	5,83	6,60	8,44	8,81	9,73	10,51	11,41	11,29	11,40	11,35	95,5%
	Cargo por Potencia en HP	SI./kW-mes	21,20	30,08	39,34	43,13	44,89	47,06	48,89	53,74	53,31	53,68	151,5%
	Cargo por Potencia en FP	SI./kW-mes	15,54	20,20	24,94	27,48	28,93	30,71	31,87	33,83	33,38	34,08	114,8%
	Cargo por Energía Reactiva	Ctmo SI./kVarth	2,24	2,21	44,70	2,81	2,85	2,83	2,99	3,25	3,34	3,26	49,1%
BT5	Cargo Fijo Mensual	SI/ciente	1,14	0,99	1,20	1,29	1,35	1,38	1,45	1,50	1,55	1,59	36,0%
	Cargo por Energía	Ctmo SI./kWh	12,65	15,74	19,62	21,05	22,44	23,80	25,22	26,58	26,64	26,59	110,6%
BT6	Cargo Fijo Mensual	SI/ciente	0,87	0,07	1,20	1,29	1,35	1,38	1,45	1,50	1,55	1,59	78,2%
	Cargo Mensual por Potencia	Ctmo SI./Watt	4,11	4,81	7,85	8,42	8,97	9,52	10,14	10,63	10,66	10,64	159,4%

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

El cargo fijo se aplica aún si el servicio está cortado o suspendido temporalmente

El cargo por potencia se refiere a las dos modalidades: Potencia Contratada o Máxima Demanda Leída

El cargo por energía reactiva se factura sólo por el exceso del 30% de la energía activa total.

### 5.3 CALIFICACIÓN TARIFARIA

En las opciones tarifarias MT3, MT4 y sus similares BT3 y BT4, se desconoce si el cliente demanda la potencia máxima en horas de punta o en horas fuera de punta, al tenerse sólo una medición o contratación de potencia. En este caso corresponde a la empresa concesionaria de distribución efectuar la calificación tarifaria.

#### 5.3.1 Definición de “Horas de Punta”

Se entiende por *horas de punta* el periodo comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuándose a solicitud del usuario, los días domingos, días de descanso que correspondan a feriados y feriados que coincidan con días de descanso, siempre y cuando el usuario asuma los costos de inversión para la medición adicional.

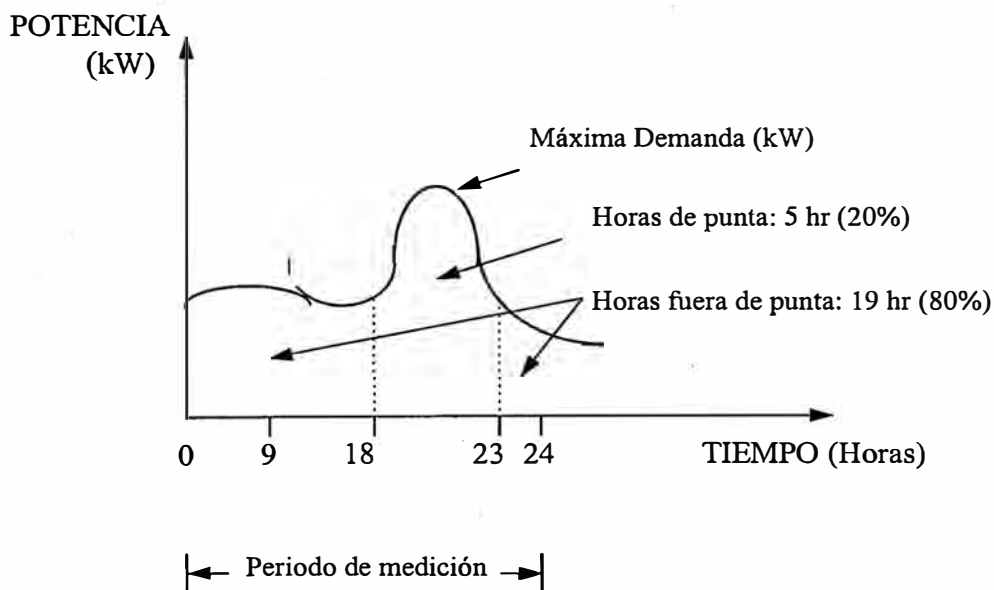


Figura 5.3.1: Horas de punta y horas fuera de punta

Se dice *de punta* porque en ese periodo el diagrama de carga tiene la forma de una punta y la máxima demanda alcanza su máximo nivel. El resto de horas, constituye *horas fuera de punta*, la demanda es casi uniforme a lo largo del día o del periodo.

### 5.3.2 Usuario con consumo en “Horas de Punta”

El consumo es calificado como *de punta*, cuando el cociente entre la demanda media del cliente en horas de punta y su demanda máxima es mayor o igual a 0,5. *Demanda media* en horas de punta es el consumo de energía durante las horas de punta dividido por el número de horas de punta utilizados en dicho consumo. En este caso el usuario consume más entre las 18:00 y 23:00 horas.

$$\frac{\text{Demanda Media}}{\text{Máxima Demanda}} = \frac{\frac{\text{Energía Activa en HP}}{\# \text{ horas punta/mes}}}{\text{Máxima Demanda}} \geq 0,5$$

### 5.3.3 Usuario con consumo en “Horas Fuera de Punta”

El consumo es calificado como *fuera de punta*, cuando el cociente indicado resulta menor a 0,5. En este caso el usuario consume más fuera de las 18:00 y 23:00 horas.

$$\frac{\text{Demanda Media}}{\text{Máxima Demanda}} = \frac{\frac{\text{Energía Activa en HP}}{\# \text{ horas punta/mes}}}{\text{Máxima Demanda}} < 0,5$$

Cualquier reclamo sobre la calificación tarifaria deberá ser efectuada a la empresa distribuidora. Asimismo, el usuario podrá solicitar la recalificación ante la Dirección General de Electricidad.

Con la calificación se intenta asignar los costos a los usuarios, de acuerdo a los estudios de caracterización de la carga que se traduce en la fórmula de calificación tarifaria.

Si en algún momento el usuario estima que está siendo perjudicado con la calificación tarifaria, le queda la alternativa de elegir la opción tarifaria con 2E2P u otra más conveniente.

Las opciones tarifarias actuales no son lo suficientemente difundidas entre los usuarios. Tal es así que las empresas del sector industrial pierden aproximadamente unos 30 millones de US\$/año en electricidad por desconocer las diferentes tarifas<sup>43</sup> y muchas de ellas pagan tarifas antieconómicas.

Generalmente desconocen qué tarifa le conviene, si la tarifa o la calificación tarifaria aplicada es la correcta, si le corresponde una deducción de potencia o energía cuando no tienen fluido eléctrico por más de 4 horas. Si conocieran estas opciones adecuadamente, las empresas podrían ahorrar hasta el 35 % de lo que hoy pagan, reduciendo de paso sus costos de producción.

La Comisión de Tarifas Eléctricas y las empresas concesionarias de distribución tienen la obligación de informar a sus usuarios sobre la nueva estructura tarifaria vigente, especialmente a los industriales, porque ello implica la reducción de costos que intervienen en los precios de los productos.

Las principales recomendaciones a los industriales son que eliminen el consumo de energía reactiva facturable mediante el uso de capacitores, o en caso contrario, eviten el uso de energía en las “horas de punta” donde el costo es mayor, conforme se ve en los Cuadros Nos. 3.4.7 y 3.4.8.

<sup>43</sup> En “Industriales Pierden US\$ 30 Millones en Electricidad”, Expreso, 04-07-97.

## **CAPÍTULO VI**

### **PROCESO DE FACTURACIÓN**

El proceso de facturación del consumo de energía eléctrica está establecido por las resoluciones Nos. 010-93-P/CTE y 01-94-P/CTE de la Comisión de Tarifas Eléctricas y la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. En la Figura No. 6.1.1 se muestran los rubros que pagan los usuarios regulados y libres.

#### **6.1 MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El consumo mensual de energía eléctrica es la diferencia entre el estado inicial y el estado final que registra el medidor. Es decir:

$$CE = EF - EI$$

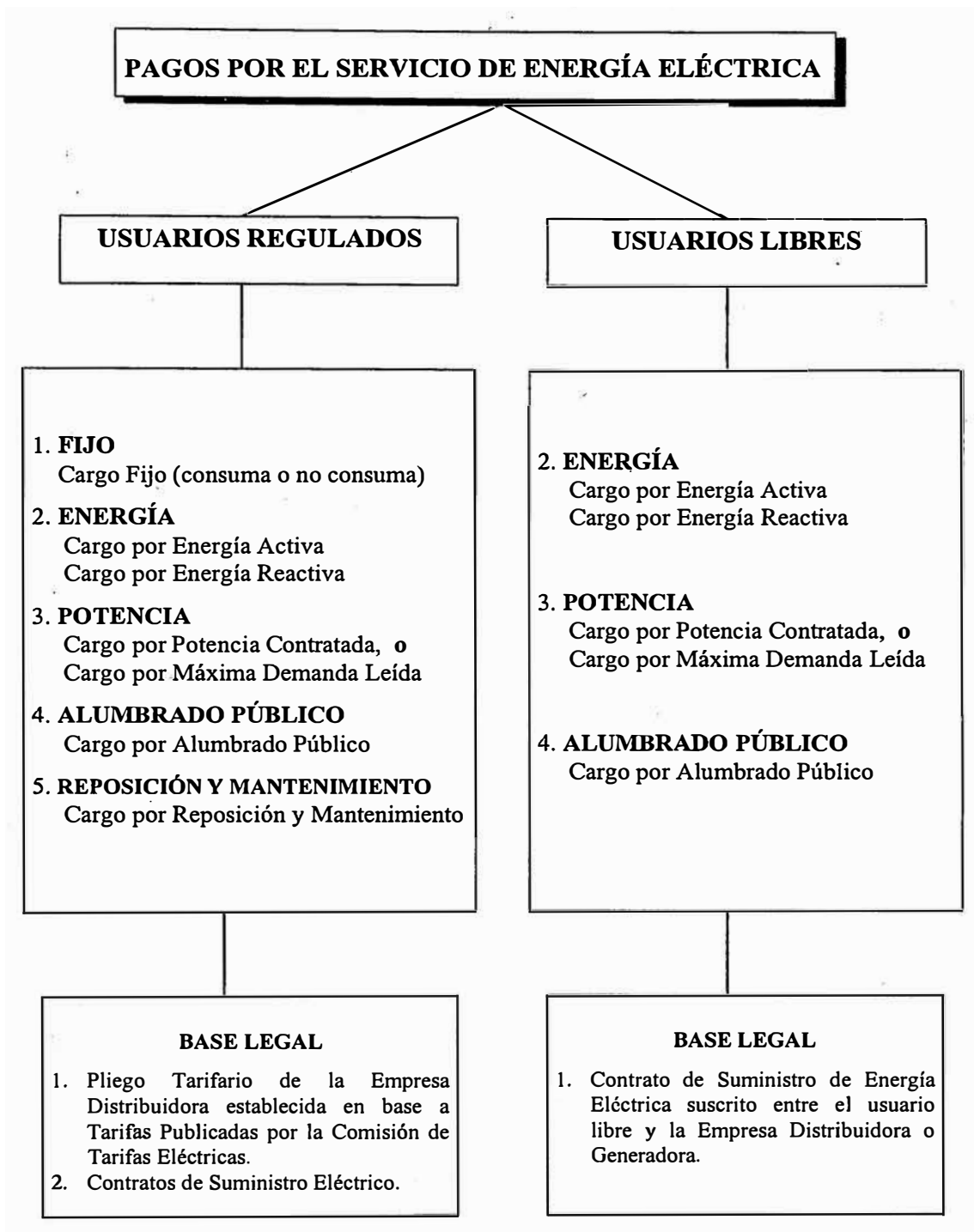
donde: CE = Consumo de energía eléctrica del mes

EF = Estado de lectura Final

EI = Esta de Lectura Inicial

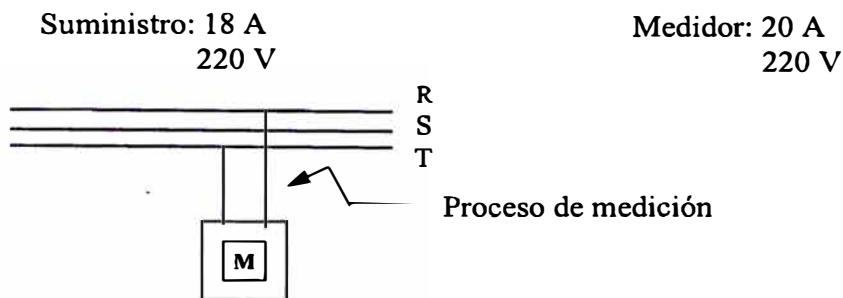
##### **6.1.1 Medición Directa**

La medición directa se produce cuando la intensidad de corriente (I) expresada en amperios (A) y el nivel de tensión (T) expresada en voltios (V) del suministro está dentro de la capacidad de intensidad de corriente y nivel de tensión que tiene el medidor de energía eléctrica. La medición directa se da normalmente en suministros de baja tensión.



*Figura No. 6.1.1: Pagos que hacen los Usuarios Regulados y Libres por el Servicio de Energía Eléctrica*

Por ejemplo: si el medidor tiene una capacidad de 20 amperios (A) y 220 voltios (V) y el suministro solicita una corriente menor o igual a 20 amperios a un nivel de tensión de 220 voltios, la medición será directa porque está dentro de la capacidad de medición del medidor sin necesidad de transformar la corriente.



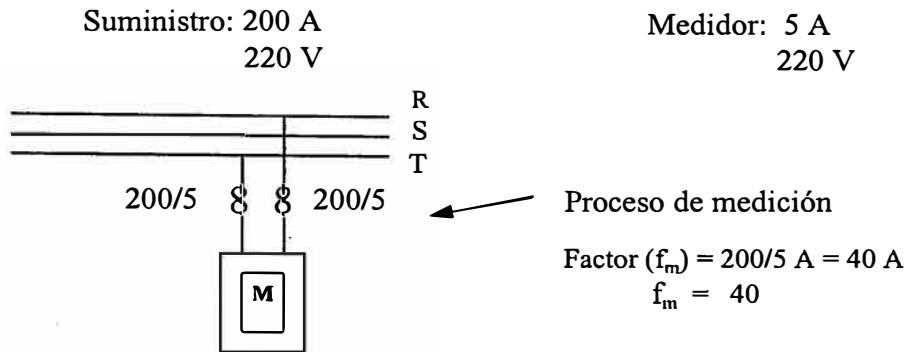
### 6.1.2 Medición Indirecta

La medición indirecta se produce cuando la intensidad de corriente (amperios) y/o el nivel de tensión (voltios) del suministro es mayor que la capacidad de intensidad de corriente y nivel de tensión que tiene el medidor de energía eléctrica, por lo que para efectuar la medición tiene que emplearse un *factor de transformación*.

La medición indirecta se puede dar en suministros de baja tensión y media tensión.

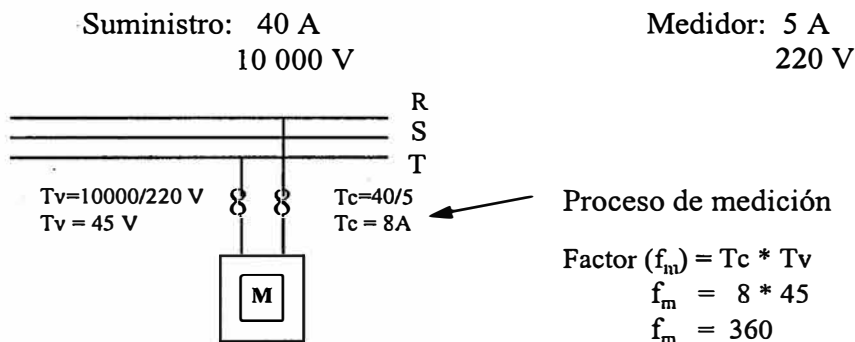
#### a) Suministros de baja tensión:

Ejemplo: Si el medidor tiene una capacidad de 5 amperios (A) y 220 voltios (V) y el suministro solicita una intensidad de corriente de 130 amperios a un nivel de tensión de 220 voltios, la medición es indirecta.



**b) Suministros de media tensión:**

Ejemplo: si el medidor tiene una capacidad de 5 amperios (A) y 220 voltios (V) y el suministro solicita una corriente menor de 40 amperios a un nivel de tensión de 10 000 voltios, la medición también será indirecta.



En ambos casos el consumo de energía (CE) se determina multiplicando la diferencia de lecturas por un factor de medición ( $f_m$ ):

$$CE = (EF - EI) * f_m$$

En el caso de baja tensión, el factor  $f_m$  resulta de dividir un límite de intensidad de corriente superior al que solicita el suministro entre la capacidad de corriente del medidor de energía eléctrica.



En media tensión, el factor  $f_m$  es el producto del factor de transformación de tensión ( $T_v$ ) por el factor de transformación de corriente ( $T_c$ ).

## **6.2 FACTURACIÓN DEL CARGO FIJO**

El cargo fijo es el costo unitario de facturación que corresponde a los gastos de facturación y cobranza y comprende: la lectura, el procesamiento y emisión de la factura, distribución y la comisión de cobranza.

Según la metodología establecida, el “cargo fijo” se factura independientemente de la demanda de potencia y energía, como costos asociados al usuario, que se toman en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, considerando una gestión empresarial eficiente. Los concesionarios están autorizados a cobrar este cargo, aún si el consumo es nulo, o si los suministros están cortados o con suspensión temporal.

Para los suministros con tarifas binomias (mide potencia y energía), se les aplicará, además de los cargos fijos por energía, los cargos fijos por potencia contratada por el plazo contractual.

## **6.3 FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ACTIVA**

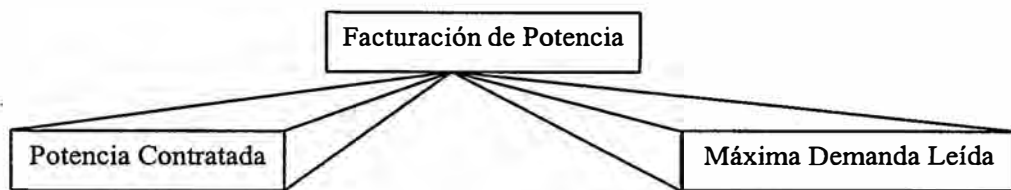
El consumo de energía activa se obtiene de los registros del respectivo medidor de energía eléctrica, ya sea mediante medición directa o indirecta.

La facturación de la energía activa se obtendrá multiplicando el consumo de dicha energía expresado en Kilowatts-hora (kWh), por su respectivo cargo unitario (S/./kWh), establecido en los pliegos tarifarios, según la opción tarifaria que elige el usuario.

## 6.4 FACTURACIÓN DE LA POTENCIA

La potencia se puede facturar de acuerdo a dos modalidades a elección del usuario: potencia contratada o máxima demanda leída.

El cargo por potencia se factura en cualquiera de las modalidades de facturación de potencia que elija el usuario, incluso si el consumo de energía es nulo o se encuentra desconectado por falta de pago, hasta la resolución del contrato.



### 6.4.1 Potencia Contratada

Los usuarios pueden contratar libremente una potencia máxima con la empresa distribuidora, la que rige por un plazo mínimo de un año y de no solicitar el usuario una recontractación se renueva automáticamente por un año sucesivamente. Durante el periodo de vigencia de la potencia contratada, los usuarios pueden utilizar dicha potencia sin restricciones, no pudiendo disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo con la distribuidora.

Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los usuarios pueden contratar una nueva potencia. La empresa distribuidora deberá comunicar anualmente al usuario el vencimiento de su contrato con un mínimo de 30 días de anticipación al vencimiento.

La facturación de la potencia se obtiene multiplicando la potencia contratada (kW), por el precio unitario correspondiente (S/./kW), establecido en el pliego tarifario del concesionario.

$$FP = PC * PU$$

donde:

FP = Facturación de la Potencia

PC = Potencia Contratada (kW)

PU = Precio Unitario (S/./kW-mes)

#### **6.4.2 Máxima Demanda Leída (MDL)**

Los clientes pueden elegir la alternativa tarifaria de medición de máxima demanda en lugar de la contratación de potencia.

En esta alternativa la facturación deberá efectuarse en periodos mensuales y aplicando el promedio de las dos mayores demandas máximas de los últimos doce meses, incluido el mes que se factura.

$$M.D.L. = (MD_2 + MD_1)/2$$

El periodo de facturación mensual no podrá ser inferior a 28 días ni exceder a 33 días calendario.

La facturación de la potencia se obtiene multiplicando la máxima demanda leída (kW), por el precio unitario correspondiente (S/./kW), establecido en el pliego tarifario del concesionario.

$$FP = MDL * PU$$

donde:

- FP = Facturación de la Potencia  
MDL = Máxima Demanda Leída (kW)  
PU = Precio Unitario (S/./kW-mes)

Cuando el periodo de facturación esté conformado por fracciones de dos pliegos tarifarios, el monto a facturar se calculará proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos.

### **6.4.3 Determinación de la Potencia Contratada**

#### **a) Usuarios de Media Tensión**

La potencia contratada del cliente se establece de acuerdo con la capacidad nominal de transformación de distribución que lo atiende. El usuario puede solicitar alternativamente una potencia contratada distinta de ésta. En este caso, la distribuidora puede exigir la instalación de un equipo limitador especificado por ella misma, denominado “limitador de potencia”, el que será de cargo del cliente.

La potencia contratada por el cliente debe ceñirse a la capacidad de limitadores disponibles en el mercado.

#### **b) Usuarios de Baja Tensión**

La potencia contratada se establece mediante la medición de la demanda máxima con instrumentos adecuados a juicio de la distribuidora y cuando ésta lo estime conveniente.

Cuando la demanda máxima no se mide, se determinará sumando a la potencia instalada en el alumbrado, la demanda del resto de la carga conectada, o sea la potencia nominal de artefactos y/o motores existentes, de tal forma que la demanda máxima estimada no sea en ningún caso, menor que la potencia del motor o artefacto más grande, o que el 90 % de la potencia sumada de los dos motores o artefactos más grandes, o que el 80 % de la potencia sumada de los tres artefactos o motores más grandes.

El usuario puede solicitar alternativamente una potencia contratada distinta de la determinada mediante el procedimiento anterior. En este caso, la empresa distribuidora puede exigir la instalación de un “limitador de potencia”, el que será de cargo del cliente.

La potencia contratada por el usuario debe ceñirse a la capacidad de limitadores disponibles en el mercado.

#### **6.4.4 Actualización de la Potencia Contratada**

En el caso que la potencia demandada sea mayor que la potencia contratada en horas de punta, la empresa exige al usuario la actualización inmediata de su potencia.

El usuario puede disminuir su potencia contratada o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la empresa al pago del remanente que tuviese por concepto de potencia. De igual forma se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias.

El remanente a considerar es el costo que incurre la empresa distribuidora frente a su suministrador.

## 6.5 FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

La energía reactiva representa a las pérdidas de energía en la conexión del suministro respectivo. Se expresa en kilovar-amperio-hora (kVArh). El cargo por energía reactiva, se factura sólo el exceso sobre el 30 % del consumo de energía activa total mensual registrado por el medidor.

Ejemplo: La energía reactiva que se factura se calcula de la siguiente manera:

### Datos Generales:

Suministro	:	0757403
Usuario	:	SAIS Pachacutec
Mes Facturado	:	Julio 1996
Tarifa Aplicada	:	BT3 (Usuario agropecuario)
Precio unitario de E.R.	:	3.08 Ctmo. S./kVArh
Empresa concesionaria	:	Luz del Sur S.A.

### Cálculo de la Energía Reactiva a Facturar (ERF):

Consumo de energía activa en HP	:	996 kWh
Consumo de energía activa en FP	:	<u>3 984 kWh</u>
Energía Activa Total Registrada		4 980 kWh
Energía reactiva registrada por el medidor	:	1 632 kVArh
30 % de energía activa total registrada	:	<u>1 494 kVArh</u>
Energía Reactiva a facturar (Exceso del 30%)		138 kVArh

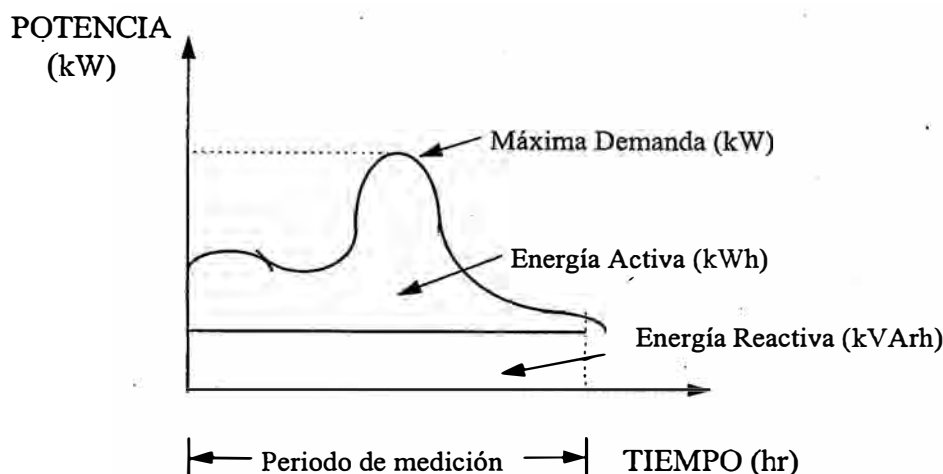
### Cálculo del Monto del Cargo por Energía Reactiva (CER):

$$\text{CER} = \text{ERF} * \text{PU}$$

$$\text{CER} = 138 \text{ kVArh} * 0.0308 \text{ S./kVArh}$$

$$\text{CER} = \text{S/. } 4,25$$

En la figura N° 6.5.1, se observa el diagrama de carga de un usuario industrial cualquiera, en el que se puede distinguir los cargos más importantes que se facturan en el consumo de energía eléctrica.



*Figura 6.5.1: Facturación del consumo de energía eléctrica*

## 6.6 FACTURACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO

La facturación del alumbrado público se efectúa al municipio, si éste no paga por dos meses consecutivos, se cobra directamente a los usuarios.

La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no debe exceder del 5 % del monto facturado total por consumo de energía eléctrica en dicha concesión, y el resultado será distribuido entre los usuarios de la concesión en importes calculados de acuerdo a los factores de proporción mostrados en el Cuadro N° 6.6.1<sup>44</sup>, los cuales no serán menor al 0,02 % de la UIT, ni mayor al 60 % de la UIT.<sup>45</sup>

<sup>44</sup> Estos factores están establecidos en el D.S. N° 43-94-EM, que modifica al D.S. N° 02-94 y al artículo 184° del D.S. N° 09-93-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en lo referente a la facturación del alumbrado público.

<sup>45</sup> La escala, los factores de proporción y los porcentajes establecidos, pueden ser cambiados por el Ministerio de Energía y Minas, previo informe de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Cuadro N° 6.6.1  
**FACTURACIÓN DEL CARGO POR ALUMBRADO PÚBLICO**  
 (S./Cliente)

ORDEN	FACTOR	ESCALA DE CONSUMO	EDELNOR	LUZ DEL SUR
1	1	≤ 30 kWh	0.56	0.44
2	3	> 30 kWh y ≤ 100 kWh	1.69	1.16
3	5	> 100 kWh y ≤ 150 kWh	2.82	1.94
4	10	> 150 kWh y ≤ 300 kWh	5.64	3.88
5	15	> 300 kWh y ≤ 500 kWh	8.46	5.81
6	30	> 500 kWh y ≤ 1000 kWh	16.93	11.63
7	50	> 1000 kWh y ≤ 5000 kWh	28.21	19.38
8	250	≥ 5000 kWh	141.05	96.91

Fuente: MEM-DGE, EDELNOR-LUZ DEL SUR  
 Los precios rigen a partir de Octubre de 1997.

El alumbrado público comprende la iluminación general de las avenidas, calles y plazas, y se facturan más por el uso del servicio en dichos lugares, que por el alumbrado público del domicilio del usuario en particular.<sup>46</sup>

El cargo por alumbrado público se factura con la opción tarifaria BT4, variando el precio unitario de 24,98 S./kW-mes en Mayo de 1993 a 60,98 S./kW-mes en Setiembre de 1997, lo cual significa un incremento de 144 %. Con estos precios se calcularon los valores indicados en el Cuadro N° 6.6.1.

## 6.7 FACTURACIÓN DEL COSTO DE REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO

En las facturas por consumo de energía eléctrica, se considera un rubro denominado “costo de reposición y mantenimiento”, que los usuarios del servicio público de electricidad abonan al concesionario para la reposición de las instalaciones eléctricas en un plazo de 30 años.

<sup>46</sup> La Norma de Alumbrado de Vías Públicas N° DGE-016-T-2/1996 fue aprobado por R.M. N° 405-96-EM/VME de 14.10.96



De acuerdo a la Resolución N° 009-94-P/CTE de la Comisión de Tarifas Eléctricas, el cargo por reposición y mantenimiento se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{CRM} = \text{FRC} * \text{CIC} + \text{FMC} * \text{CMC}$$

donde:

CRM = Costo de Reposición y Mantenimiento

FRC = Factor de reposición de la conexión igual a  $\text{TAM}/((1+\text{TAM})^{360} - 1)$

TAM = Factor de actualización mensual equivalente a  $(1+\text{TAA})^{(1/12)} - 1$

TAA = Tasa de actualización real equivalente a 12 %

CIC = Costo de Conexión de la Reposición en Nuevos Soles (S/.)

FMC = Factor de mantenimiento de la conexión

CMC = Costo de mantenimiento de la conexión en un periodo de 30 años en Nuevos Soles (S/.)

Cuadro No. 6.7.1

**COSTO DE REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CONEXIÓN**  
(S/.)

TIPO DE CONEXIÓN	OPCIÓN TARIFARIA	CONEXIÓN SUBTERRÁNEA (CIC)	CONEXIÓN AÉREA (CIC)	COSTO DE MANTENIMIENTO (CMC)
C1	BT5/BT6	292	245	113.4
C2	BT5	497	412	136.1
C2	BT4*	905	810	408.3
C3	BT4*	1400	1230	408.3
C3	BT4	1700	1400	408.3
C3	BT3/BT2	3700	3000	408.3
C4	BT4	3600	2100	816.6
C4	BT3/BT2	5100	3600	816.6
C5	MT4	17000	13000	2041.5
C5	MT3/MT2	18600	15100	2041.5

Fuente: Comisión de Tarifas Eléctricas

El costo de reposición y mantenimiento se actualiza con los siguientes factores:

$$\text{FACRCA} = a * (D/2.5875) + (1-a) * (\text{IPM}/1154.94)$$

$$\text{FACRCS} = b * (D/2.5875) + (1-b) * (\text{IPM}/1154.94)$$

$$\text{FACMC} = c * (D/2.5875) + (1-c) * (\text{IPM}/1154.94)$$

donde:

FACRCA= Factor de actualización del costo de reposición de conexión aérea

FACRCS= Factor de actualiz. del costo de reposición de conexión subterránea

FACMC = Factor de actualización del costo de mantenimiento de la conexión

Los valores de D e IPM se determinan según lo indicado en el punto 4.4

Los valores “a”, “b” y “c” son constantes ya determinados, cuyos valores son:

Tipo de conexión	a	b	c
C1	0.66	0.50	0,35
C2	0.73	0.55	0,35
C3/C4/C5	0.75	0.60	0,35

Ejemplo: Cálculo del costo de reposición y mantenimiento:

Tarifa	:	BT5
Tipo de conexión	:	C2 (Trifásica de 3 a 10 kW)
Característica	:	Conexión aérea

**Cálculo del costo de reposición y mantenimiento:**

$$\text{CRM} = \text{FRC} * \text{CIC} + \text{FMC} * \text{CMC}$$

$$\text{TAM} = (1+\text{TAA})^{(1/12)} - 1 = (1 + 0.12)^{(1/12)} - 1 = 0.009489$$

$$\text{FRC} = \text{TAM}/((1+\text{TAM})^{360} - 1) = 0.009489/((1 + 0.009489)^{360} - 1) = 0.033 \%$$

$$\text{FMC} = 0.2 \% \text{ (valor estimado asumido)}$$

$$\text{CRM} = 0,00033 * 412 + 0,002 * 136,1 = 0,1360 + 0,2722 = \text{S/. } \mathbf{0,41}$$

**Cálculo del costo actualizado de reposición y mantenimiento:**

Actualización del costo de reposición:

$$\text{CRC} = \text{CIC} * \text{FACRCA}$$

$$\text{FACRCA} = a * (\text{D}/2.5875) + (1-a) * (\text{IPM}/1154.94)$$

$$\text{D} = \text{Tc} * (1 + \text{Ta}) = 2,70 * (1 + 0,15) = 3,105$$

$$\text{FACRCA} = 0,73 * (3,105/2.5875) + (1-0,73) * (1456,22/1154.94) = 1,22$$

$$\text{CRC} = 0,1360 * 1,22 = \text{S/} 0,1659$$

Actualización del costo de mantenimiento:

$$\text{CMC} = \text{CMC} * \text{FACMC}$$

$$\text{FACMC} = c * (\text{D}/2.5875) + (1-c) * (\text{IPM}/1154.94)$$

$$\text{FACIC} = 0,35 * (3,105/2.5875) + (1-0,35) * (1456,22/1154.94) = 1,24$$

$$\text{CMC} = 0,2722 * 1,24 = \text{S/} 0,3375$$

Entonces el costo actualizado de reposición y mantenimiento es:

$$\text{CRM} = \text{CIC} * \text{FACRCA} + \text{CMC} * \text{FACMC}$$

$$\text{CRM} = 0,1659 + 0,3375 = \text{S/} 0,50 \text{ (Figura en la factura)}$$

***Ejemplos de facturación completa: tarifa binomia BT3 y tarifa monomia BT5:***

**Ejemplo 1:** Suministro N° 47574403 (Luz del Sur S.A.)

Mes Facturado	:	Noviembre 1996
Tarifa Aplicada	:	BT3 (Usuario: Empresa Industrial Mediana)
Potencia Contratada	:	30 kW
Modalidad de Facturación	:	Potencia Contratada
Calificación Tarifaria	:	Fuera de Punta .
Fecha de emisión de factura	:	30.11.96

Fecha de Vencimiento	:	20.12.96
Fecha de Lectura Final	:	30.11.96
Fecha de Lectura Inicial	:	31.10.96

<b>Energía Activa (kWh)</b>	<b>Hora Punta</b>	<b>Fuera de Punta</b>
Lectura Actual ( $E_2$ )	3 767	6 616
Lectura Anterior ( $E_1$ )	3 571	2 920
Factor de Medición ( $f_m$ )	20	20
Consumo a Facturar: ( $E_2-E_1$ ) $f_m$	<b>3 920</b>	<b>73 920</b>

#### **Energía Reactiva (kVArh):**

Lectura Actual ( $E_2$ )	12 542
Lectura Anterior ( $E_1$ )	11 315
Factor de medición ( $f_m$ )	20
Consumo Registrado: ( $E_2-E_1$ ) $f_m$	24 540
30 % Energía Activa Total	23 352
Consumo a Facturar: (CR-30%EA)	1 188

<b>Inportes facturados</b>	<b>Consumo</b>	<b>P. Unitario</b>	<b>Importe ( S/.)</b>
Cargo Fijo			2,64
Cargo por Energía Activa HP	3 920	0,1877	735,78
Cargo por Energía Activa FP	73 920	0,0873	6 453,22
Cargo por Potencia	30	33,66	1 009,80
Cargo por Energía Reactiva	1 188	0,0324	38,49
Cargo por Rep. y Mantenim.			4,59
Cargo por Alumbrado Público			3,59
<b>Sub Total</b>			<b>8 248,11</b>
I.G.V.			1 484,66
<b>Facturación Total</b>			<b>9 732,77</b>

**Ejemplo 2:** Suministro N° 1176689 (Edelnor S.A.)

Mes Facturado	:	Noviembre 1996
Tarifa Aplicada	:	BT5 (Usuario: pequeña vivienda, Comercio)
Potencia Contratada	:	2,5 kW
Fecha de emisión de factura	:	14.11.96
Fecha de Vencimiento	:	30.11.96
Fecha de Lectura Final	:	30.11.96
Fecha de Lectura Inicial	:	31.10.96

**Registro de Consumos (kWh):**

Lectura Actual	11 958
Lectura Anterior	11 315
Consumo Registrado	643
Factor de medición	1
Consumo a Facturar	643

<b>Inportes facturados</b>	<b>Consumo</b>	<b>P. Unitario</b>	<b>Importe ( S/.)</b>
Cargo Fijo			1,50
Cargo por Energía	643	0,2663	171,23
Cargo por Rep. y Mantenim.			0,48
Cargo por Alumbrado Público			0,56
<b>Sub Total</b>			<b>173,77</b>
I.G.V.			31,28
<b>Facturación Total</b>			<b>205,05</b>

En las Figuras 6.1.2 y 6.1.3 se muestran dos recibos por consumo de energía eléctrica, uno de Edelnor S.A. y otro de Luz del Sur S.A.

Para consultas su Número  
de Cliente es:

1176689 7

ROMERO MINAYA LEONCIO  
MZ.D LT.02 COOP.VIV.ANCIETA BAJA



EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA DE LIMA NORTE S.A.  
CALLE CESAR LOPEZ N° 201 URB. MARANGA LIMA 32  
R.U.C. N° 26998590

Mes Facturado: JULIO 97

Cód. Alimentador: P-12

Tarifa: BT5

No. Medidor: 4795442

No. Recibo: A-00349902

### DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS

	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR	FACTOR	CONSUMO	IMPORTE S/.
Cargo por Energía	(10/07/97) 173	(11/06/97) 153	1	20 Kwh	5.32
Cargo Fijo					1.55
Alumbrado Público					0.56
Cargo por Reposic. y Mant					0.48
Servicio Corte y Reconex.					17.03
Interes Compensatorio					3.28
Recargo por Mora					0.93
<b>SUBTOTAL Mes Actual</b>					<b>29.15</b>
I.G.V.					5.26
<b>TOTAL Mes Actual</b>					<b>34.41</b>
Cuota Convenio 6/ 18					23.46
Deuda Anterior					1 071.80

TOTAL A PAGAR

S/.\*\*\*\*\*\*1 129.67

### MENSAJES AL CLIENTE

- \* CANCELAR SOLO EN LUGARES INDICADOS AL DORSO, EN NINGUN CASO AL MENSAJERO
- \* Después de la fecha de vencimiento, cancelable sólo en las agencias de EDELNOR S.A.
- \* Los bancos Interbanc y Wiese no están autorizados a realizar cobranza por nuestro encargo

FECHA DE EMISION	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR S/.
14/JUL/97	30/JUL/97	*****1 129.67

Nº CLIENTE	Nº RECIBO	TARIFA	FECHA EMISION	VENCIMIENTO	TOTAL A PAGAR S/.
1176689	A-00349902	BT5	14/JUL/97	30/JUL/97	*****1 129.67

1176689 7 000112967 07 97

CUENTA: 08-392-2330

0229



Figura No. 6.1.2: Modelo de Factura Emitida por Edelnor S.A.

NOA PUCLLAS BASILIO  
 CALLE 7. MZA.J.LTE.22. PQUE.IND.CONO SUR

**LUZ DEL SUR**

Para consultas su Nro.  
 de Suministro es : **0052671**

Recibo Nro. **0006826763**

R.U.C. 33189800  
 JR. ZORRITOS 15014MA  
 TEL: 278 9200 271 9199

DATOS DEL SUMINISTRO Y CONSUMO		DETALLE DE LOS IMPORTES FACTURADOS	
Cuenta	12-570-2500	Consumo Mes Actual	402.39
Medidor	05230904	Intereses y Moras	534.05
Código Tarifa	BT-4	Cargo por Mant. y Repos.	1.73
Algo Alimentador	SA-14	Alumbrado Público	19.32
<b>Consumo de Energía Eléctrica</b>		Corte y Reconexión	27.00
Lectura Actual	17205 (17/06/97)	I.G.V.	191.61
Lectura Anterior	16252 (19/05/97)	Subtotal del mes	1,256.10
Diferencia entre lecturas	953		
Factor del medidor	1		
Consumo a facturar	953 KW.h		
<b>Mensajes al Cliente</b>			
Mes facturado	JUNIO 97		
Fecha emisión	18-JUN-97		
IMPORTANTE: A partir del mes de Mayo, INTERBANK no recibe pagos de recibos de Luz del Sur en sus agencias, ni brinda el servicio de cargo en cuenta.			
SERVICIO CORTADO POR DEUDA SOLICITE EN CUALQUIERA DE NUESTRAS SUCURSALES FACILIDADES DE PAGO		Deuda Vencida (65)	20,296.40
		Cancelar sólo en los lugares indicados al reverso, en ningún caso al mensajero	
<b>Vencimiento 03-JUL-97</b>		<b>Total S/. *****21,552.50</b>	

Secuen	0263	00526711 06	<b>Total S/. *****21,552.50</b>
Sumin	0052671 1		
Vencim	03-JUL-97		
Cuenta	12-570-2500		
Tarifa	BT-4		
970617	*****21,552.50		
MIO		00526711 06000002155250	<b>LUZ DEL SUR</b>
Total	*****21,552.50		

Figura No. 6.1.3: Modelo de Factura Emitida por Luz del Sur S.A.

## 6.8 FACTURACIÓN POR COMPENSACIÓN DE ENERGÍA

Las compensación de energía y potencia se produce de generador a distribuidor y de distribuidor a usuario final.

### 6.8.1 Compensación de Generador a Distribuidor

De producirse racionamiento de energía por déficit de generación eléctrica, las empresas generadoras compensarán a sus clientes, sujetos a regulación de precios, por la energía y potencia no suministrada, mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

La compensación se efectuará de acuerdo a un procedimiento, que se expresa en la siguiente relación:

$$EC_m = CT_m - CR_m$$

$$VC_m = EC_m * P_c$$

donde:

$EC_m$  = Cantidad de energía ( potencia) a compensar en el mes  $m$

$CT_m$  = Consumo Teórico del mes  $m$ . Es igual a la Potencia Contratada por el factor de carga promedio del usuario

$CR_m$  = Consumo Registrado en el mes  $m$

$VC_m$  = Valor de la energía (potencia) a compensar en el mes  $m$

$P_c$  = Precio de Compensación igual al Costo de Racionamiento menos el Precio de Energía (Potencia) de Barra

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia, en la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.



### 6.8.2 Compensación de Distribuidor a Usuario Final

#### a) *Por racionamiento de energía*

En caso de racionamiento programado por falta de energía a nivel generación, las empresas distribuidoras compensarán a sus usuarios en la misma forma que las empresas generadoras les compensan a ellas:

#### b) *Por interrupción total o parcial en el suministro de energía*

Si el suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un periodo consecutivo mayor de 4 horas, la distribuidora deberá compensar a los usuarios finales por el costo de la potencia y energía no suministrada, excepto cuando se origina por causa imputable al usuario afectado.<sup>47</sup> La fórmula es similar:

$$EC_m = CT_m * HI_m$$

$$VC_m = EC_m * P_c$$

donde:

$EC_m$  = Cantidad de energía (potencia) a compensar en el mes  $m$

$CT_m$  = Consumo Teórico del mes  $m$ .  $CT_m = PC * fc * H_m$

$PC_m$  = Potencia contratada del cliente en kW

$fc$  = Factor de carga típico del cliente dado por la concesionaria.

$HI_m$  = Porcentaje de horas interrumpidas en el mes  $m$ . Es igual a  $Hi/H_m$

$Hi$  = Número de horas interrumpidas en el mes  $m$ .

$H_m$  = Número total de horas en el mes  $m$ . Es igual a 720 horas

$VC_m$  = Valor de la energía (potencia) a compensar en el mes  $m$

<sup>47</sup> No se considerarán las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación.

= Precio de Compensación igual al Costo de Racionamiento menos la Tarifa por Energía (Potencia) en barra correspondiente al usuario.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia, en la parte proporcional al número de horas interrumpidas y al número total de horas del mes.

El costo de racionamiento es fijado por la Comisión de Tarifas Eléctricas en los meses de mayo y noviembre de cada año, juntamente con los precios de barra. Varió de 33,00 Ctmo S/./kWh en mayo de 1993 a 66,25 Ctmo. S/./kWh en mayo de 1997, actualmente vigente.

Ejemplo: Cálculo del monto a compensar de una empresa distribuidora a un usuario.

**Datos Generales:**

Suministro	0998877
Usuario	Plásticos S.A.
Empresa concesionaria	Luz del Sur S.A.
Tarifa aplicada	MT4
Potencia contratada	180 kW
Facturación de la potencia	Modalidad potencia contratada
Calificación tarifaria	“Horas de punta”
Fecha de interrupción	18.04.97 de 10:00 a 16:00 horas.
Nº de horas interrumpidas	6 horas
Factor de carga promedio del usuario	41 % (según concesionaria)
Mes en el que se debe compensar	Mayo 1997
Total de horas del mes	720 horas (24 hr/d * 30 días)

**Cálculo de la energía a compensar (EC):**

$$CT_m = PC * fc * H_m$$

$$CT_m = 180 \text{ kW} * 0,41 * 720 \text{ hr} = 53 \text{ 136 kWh}$$

$$HI_m = H_i/H_m = 6 \text{ hr}/720 \text{ hr} = 0,0083$$

$$EC_m = CT_m * HI_m$$

$$EC_m = 53 \text{ 136 kWh} * 0,0083$$

$$EC_m = \mathbf{441,03 \text{ kWh}}$$

**Cálculo del valor de la energía a compensar (VC):**

$$VC_m = EC_m * Pc$$

$$Pc = CR - TU = 66,25 \text{ Ctmo. S/./kWh} - 9,43 \text{ Ctmo. S/./kWh}$$

$$Pc = 0,5682 \text{ S/./kWh}$$

$$VC_m = 441,03 \text{ kWh} * 0,5682 \text{ S/./kWh}$$

$$VC_m = \mathbf{S/. 250,59}$$

**Descuento en el Precio Unitario de Potencia:**

Precio Unitario de la Potencia (PU) = 22,98 S/./kW-mes a setiembre 1997  
(Según pliego tarifario de Luz del Sur correspondiente a MT4 en HP)

Nuevo Precio Unitario de la Potencia (PUP):

$$PUP = PU - PU * HI_m$$

$$PUP = 22,98 \text{ S/./kW} - 22,98 \text{ S/./kW} (6 \text{ hr}/720 \text{ hr})$$

$$PUP = 22,79 \text{ S/./kW-mes}$$

Valor de Compensación por Potencia:

Con precio unitario original	$180 \text{ kW} * 22,98 \text{ S/./kW} = 4 \text{ 136,40}$
------------------------------	--

Con nuevo precio unitario	$180 \text{ kW} * 22,79 \text{ S/./kW} = \mathbf{4 \text{ 102,20}}$
---------------------------	---

Beneficio del usuario	<b>S/. 34,20</b>
-----------------------	------------------

La concesionaria Luz del Sur S.A. debe facturar la potencia en el mes que le toca compensar considerando el nuevo precio unitario de la potencia de 22,79 S/./kW. Por lo tanto, la compensación al usuario en el mes de mayo de 1997 es de S/. 259,59 y además el usuario se beneficia con S/. 34,20 por descuento en el precio unitario de la potencia.

## **6.9 ERRORES EN EL PROCESO DE FACTURACIÓN**

En el proceso de facturación se producen muchos errores, de los cuales las causas más generales son: inadecuada medición, aplicación de tarifa incorrecta y calificación tarifaria incorrecta. En la figura No. 6.9.1, se ven todos los casos que dan lugar a facturaciones incorrectas por consumo de energía.

### **6.9.1 Errores por Inadecuada Medición**

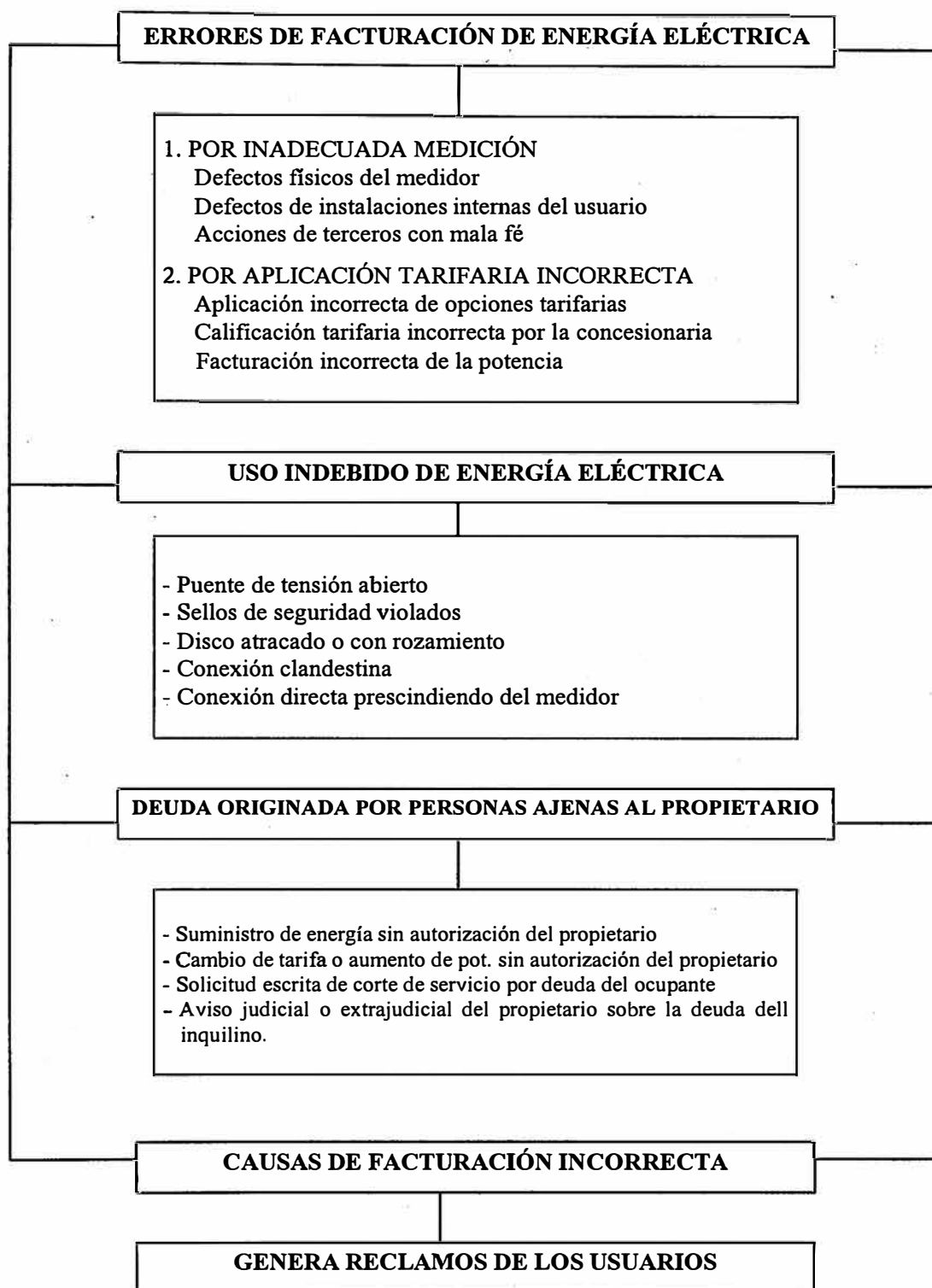
Se considera como inadecuada medición de energía, todo aquello que sea consecuencia de algún defecto físico del equipo de medida, como:

- a) Defecto propio del funcionamiento del medidor
- b) Causas generadas por las instalaciones del usuario
- c) Acciones generadas por terceros que no sean con intención dolosa.

### **6.9.2 Errores por Aplicación Tarifaria Incorrecta**

Se producen cuando se aplica incorrectamente las opciones tarifarias, como los siguientes casos:

- a) Aplicación incorrecta de las opciones tarifarias
- b) Calificación tarifaria incorrecta
- c) Aplicación incorrecta de modalidad de facturación de la Potencia



*Figura No. 6.9.1: Pagos que hacen los Usuarios Regulados y Libres por el Servicio de Energía Eléctrica*

Además, existen otros errores, como mala digitación de lecturas, tergiversación de costos unitarios, errores en los factores de medición (factor de carga, factor de demanda, factor de simultaneidad, factor de transformación de medición), etc.

Cuando en la facturación, se consideren importes distintos a los que efectivamente correspondan, debido a una inadecuada medición del consumo de energía eléctrica o a errores en el proceso de facturación, el artículo 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que los concesionarios de distribución, procedan al recupero de lo no facturado o al reintegro de lo facturado en exceso.

El monto a recuperar se calcula aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección y por un periodo máximo de 12 meses anteriores a esa fecha. El recupero se efectuará en 10 mensualidades iguales, sin intereses ni moras.

El reintegro al usuario se efectúa a su elección, en energía o en efectivo en una sola oportunidad y considerando las mismas tasas de interés y mora que tiene autorizada el concesionario para el caso de deuda por consumos de energía. Se entiende que es por el lapso que dura el error de facturación o la inadecuada medición.

#### *Interés compensatorio y Moratorio*

Los concesionarios están autorizados a aplicar a sus acreencias un *interés compensatorio capitalizable* que es equivalente al promedio de la tasa activa en moneda nacional (TAMN) vigente en el sistema financiero, y un *recargo por mora*, que es equivalente al 30 % de dicho interés compensatorio.<sup>48</sup>

<sup>48</sup> El interés compensatorio capitalizable aplicando la TAMN rige desde el 01.04.1991, antes de esa fecha la deuda se capitalizaba con la tasa legal establecida por el BCR. Asimismo, el recargo por mora se aplica desde la vigencia del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el 26.02.93.

El interés compensatorio se aplica desde la fecha de emisión de la factura y el recargo por mora desde la fecha de vencimiento de la misma.

Las tasas de interés compensatorio y moratorio promedio mensual se muestran en el Cuadro N° 6.9.2.

Cuadro N° 6.9.2.  
INTERÉS COMPENSATORIO Y MORATORIO  
(%)

AÑO	INTERÉS COMPENSATORIO (Promedio mensual TAMN)	RECARGO POR MORA (30% del Interés compensatorio)
1991	14.6	-
1992	7.84	-
1993	5.34	1.60
1994	3.77	1.13
1995	2.64	0.79
1996	2.35	0.71
1997	2.38	0.71

Fuente: Superintendencia de Banca y Seguros

El recargo por mora rige desde la vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas, el 26.02.93

## 6.10 USO INDEBIDO DE ENERGÍA

Son calificados como uso indebido de energía, cuando los usuarios consumen energía sin autorización de la empresa concesionaria distribuidora o vulneren las condiciones del suministro con fines dolosos.

Entre los casos más comunes de uso indebido de energía, se tienen:

- a) Puente de tensión abierto
- b) Sellos de seguridad violados
- c) Disco atracado o con rozamiento

- d) Conexión clandestina
- e) Conexión directa prescindiendo del medidor

En estos casos, el artículo 90° de la Ley de Concesiones Eléctricas y artículo 177° de su Reglamento, establece que el concesionario puede cortar inmediatamente el servicio, sin aviso previo ni intervención de autoridades competentes y efectuará el recupero de la energía consumida indebidamente, multiplicando la “*carga conectada*” por 240 horas si son domésticos y por 480 horas si no son domésticos<sup>49</sup>, por 12 meses máximo. La valorización se calcula con la tarifa vigente a la fecha de detección, el tipo de servicio utilizado y con los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes.

Además, el concesionario queda autorizado para solicitar a la Dirección General de Electricidad, la aplicación de la multa correspondiente. Las sanciones y penalidades están establecidas en la Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME del 20 de diciembre de 1995.

Este recupero se aplica siempre que se demuestre fehacientemente que es responsabilidad del usuario el uso indebido y previa comunicación por escrito al mismo, de la interevención de su equipo de medición.

Si el suministro tiene tarifa binomia (medición de energía y potencia), se entenderá como *carga conectada*, al valor de la potencia que se detecte en uso en el momento de constatación del fraude.

El valor se determinará de manera indirecta utilizando una pinza amperimétrica o en forma directa utilizando un registrador. En ambos casos el tiempo de prueba o registro será de 15 minutos.

<sup>49</sup> El número de días se determina de la siguiente manera: 8 hr/d \* 30 días = 240 hr (domésticos) y 16 hr/d \* 30 días = 480 horas (no domésticos).



## **6.11 OTROS RECLAMOS POR FACTURACION ELÉCTRICA**

El motivo por lo que el usuario reclama, es la facturación excesiva. Dicha facturación excesiva se debe como hemos visto a errores en el proceso de facturación y uso indebido de energía. Además de estos reclamos, el usuario reclama porque personas ajenas al propietario originan deudas por consumo de energía eléctrica en su suministro.

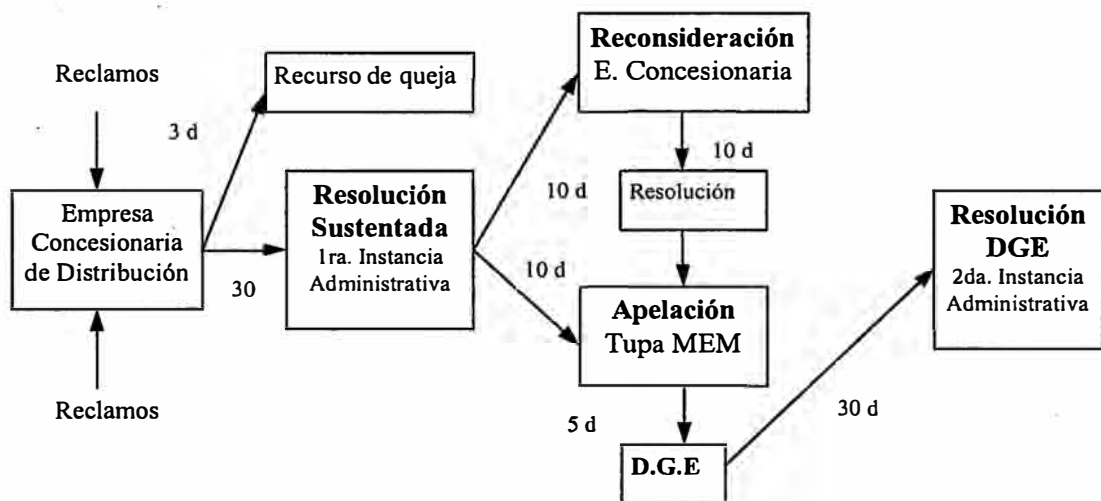
Para estos casos, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, expidió la Directiva N° 002-95-EM/DGE, aprobada por Resolución Directoral N° 029-95-EM/DGE del 11 de setiembre de 1995. Esta Directiva establece que el propietario queda liberado de la responsabilidad de pagar las deudas por consumo de energía eléctrica originada por personas ajenas a su predio, en los siguientes casos:

- a) Cuando un tercero solicita suministro de energía eléctrica y el concesionario le otorga, sin autorización expresa y escrita del propietario.
- b) Cuando un tercero solicita cambio de tarifa, ampliación de potencia o cualquier otro acto de disposición del suministro y el concesionario acoge lo solicitado, sin autorización expresa y escrita del propietario.
- c) Cuando el propietario solicita por escrito al concesionario, que en caso de acumularse dos meses impagos de servicio, proceda a efectuar el corte respectivo y el concesionario no corta después de dos meses impagos.
- d) Cuando se ha cursado aviso judicial o extrajudicial al concesionario que implique un conflicto sobre el predio y estando pendientes de pago facturas de dos o más meses, el concesionario no corta el servicio.

## 6.12 ATENCIÓN DE RECLAMOS DE USUARIOS DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

La atención de reclamos de usuarios del mercado regulado de electricidad, se efectúa de acuerdo con la Directiva N° 001-95-EM/DGE, aprobado con Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE del 09 de agosto de 1995.

El flujo del expediente para la solución de los reclamos se puede ver en la Figura N° 6.12.1.



*Figura N° 6.12.1 : Trámite de Atención de Reclamos*

Los reclamos deben contener los siguientes requisitos:

- Identificación y domicilio del usuario.
- Número del suministro y copia simple de última factura, si es posible.
- El petitorio, en forma clara y concreta.
- Los medios probatorios del reclamo.
- Lugar y fecha y firma del usuario o su apoderado, debidamente autorizado.

### **6.12.1 Primera Instancia Administrativa**

#### **a) Recepción del reclamo**

Las empresas concesionarias de distribución constituyen la primera instancia administrativa para solucionar los reclamos, quienes recibirán todos los reclamos y recursos que se le presenten, inscribiéndolo en el respectivo Registro de Reclamos.

#### **b) Resolución del reclamo**

El concesionario efectúa la investigación en 20 días calendario. Vencido este plazo, tiene 10 días calendario para resolver el reclamo, pudiendo declararlo fundado o infundado mediante resolución, citando la norma legal aplicable y el detalle de la justificación técnica.

#### **c) Silencio administrativo negativo**

Transcurrido 30 días calendario desde la fecha de recepción del reclamo, sin que el concesionario se pronuncie sobre el objeto del mismo, el usuario puede considerar denegado su reclamo, o esperar el pronunciamiento expreso del concesionario.

#### **d) Recursos impugnatorios**

El usuario puede presentar dos tipos de recursos impugnatorios contra la resolución del concesionario, dentro de los 10 días hábiles siguientes a la notificación de la resolución impugnada:

*Recurso de reconsideración*, que debe sustentarse con nueva prueba instrumental y resuelto por el concesionario en 10 días hábiles, máximo.

*Recurso de apelación*, que debe sustentarse en diferente interpretación de las pruebas ofrecidas y actuadas, puede presentarse sin la interposición previa del recurso de reconsideración y será declarado inadmisibile o improcedente por el concesionario, dentro de 5 días hábiles de recibido el recurso, y si cumple con los requisitos, lo eleva a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas o quien haga sus veces, dentro del mismo plazo.

Al recurso de apelación, se acompaña copia del recibo de pago de derecho de reclamo de usuario, establecido en el Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del Ministerio de Energía y Minas.<sup>50</sup>, siendo el costo el siguiente:

Opciones tarifarias BT5 y BT6	:	2,00 % de la UIT
Otras opciones tarifarias	:	5,00 % de la UIT

#### **d) Recurso de queja**

El usuario puede recurrir en queja ante la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, en cualquier estado del proceso del reclamo, contra los defectos de tramitación que supongan paralización o infracción de los plazos establecidos o contra la denegatoria no justificada legalmente a conceder la apelación interpuesta.

La queja es resuelta por la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, en el plazo de 3 días hábiles, previo informe escrito del concesionario, emitido dentro de las 48 horas, sin suspender el trámite del expediente principal.<sup>51</sup>

<sup>50</sup> El TUPA del Ministerio de Energía y Minas ha sido actualizado por D.S. N° 012-97-EM del 25 de junio de 1997

<sup>51</sup> Este recurso también tiene un costo: 0,50% (tarifas BT5 y BT6) y 1,00% (otras tarifas)

**e) Conciliación**

En cualquier estado del proceso, el usuario y el concesionario pueden conciliar sobre el objeto del reclamo, para lo cual se levantará un acta en la que conste el convenio respectivo, el mismo que tendrá carácter de transacción extrajudicial.

**6.12.2 Segunda Instancia Administrativa****a) Recepción del reclamo**

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas o quien haga sus veces, es la segunda y última instancia administrativa que recepciona los reclamos remitidos por el concesionario, incorporándolo en el “*Registro de Reclamos*”.

**b) Análisis del reclamo**

La Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, analiza los reclamos de acuerdo a la información que forma parte del expediente. Si considera necesario, puede disponer de oficio la actuación de pruebas pertinentes y/o citar al concesionario y al usuario a audiencia de conciliación, en el que si las partes concilian, se concluye el reclamo.

El concesionario está obligado a remitir a la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, dentro del plazo establecido, el expediente y la información requerida mediante oficio para atender el reclamo, el incumplimiento será sancionado con la multa establecida en la Escala de Multas y Penalidades, aprobada por Resolución Ministerial N° 365-95-EM/SG de fecha 20 de diciembre de 1995.

**b) Resolución del reclamo**

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas o quien haga sus veces, resuelve el recurso de apelación, confirmando, revocando o anulando la resolución del concesionario, en un plazo de 30 días calendario de recibido el expediente.

Si dentro del plazo establecido, el recurso no se resuelve, el usuario puede considerar denegado su reclamo y puede interponer las acciones judiciales correspondientes o esperar el pronunciamiento expreso de la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces.

Con lo resuelto por la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, o habiendo operado el silencio negativo, termina la vía administrativa.

El resumen de los reclamos atendidos por la Dirección General de Electricidad en el año 1996 y Enero-Agosto 1997, a nivel de recursos de apelación y quejas, se muestran en el Cuadro No. 6.12.1

Cuadro N° 6.12.1  
RECLAMOS ATENDIDOS POR LA DIRECCION GENERAL DE  
ELECTRICIDAD

RECURSO	1996		1997	
	Cantidad	%	Cantidad	%
Apelaciones	192	35,4	364	42,6
Quejas	351	64,6	490	57,4
<b>Total</b>	<b>543</b>	<b>100,0</b>	<b>854</b>	<b>100,0</b>

Fuente: MEM-DGE

## **CAPÍTULO VII**

### **AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

El Ministerio de Energía y Minas en convenio con el Centro Nacional de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA) está desarrollando un programa de ahorro de energía con el fin de concientizar en la población la necesidad de ahorrar energía.

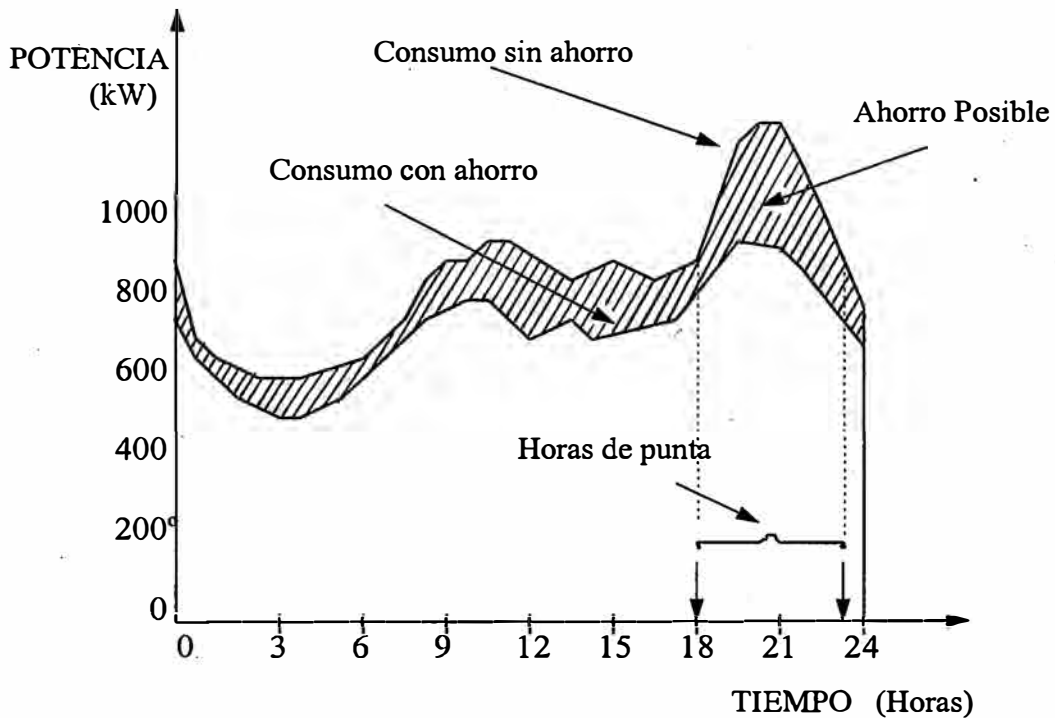
#### **7.1 PORQUÉ AHORRAR ENERGÍA ELÉCTRICA**

El objetivo de ahorrar energía es reducir el consumo de energía eléctrica, sin reducir el nivel de bienestar. El ahorro de energía consiste en optimizar o racionalizar el consumo de energía, es decir, consumir cuando es estrictamente necesario y no derrocharla. Entonces se tiene que ahorrar energía:

- a) Para garantizar la disponibilidad de energía a las generaciones futuras.
- b) Para mejorar el sistema eléctrico.
- c) Para mejorar la economía de los usuarios.

Mejorar el sistema eléctrico significa ahorrar la energía que se consume especialmente en horas de punta, porque la energía en esas horas cuestan más conforme se vio en los Cuadros Nos. 3.4.7 y 3.4.8, ya que para cubrir la demanda se recurre a las plantas térmicas, lo cual implica el uso de combustibles que evidentemente significa más costos, por lo que las tarifas para estas horas son más caras.

En la figura N° 7.1.1 se observa el diagrama de carga de Lima, que expresa el consumo de energía eléctrica en la Capital.



*Figura N° 7.1.1: Diagrama de Carga de Lima*

## 7.2 CÓMO AHORRAR ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía eléctrica se ahorra haciendo un uso adecuado de ella, no desperdiciando innecesariamente, porque cada Watt que se consume en una hora cuesta actualmente S/. 0,0003144 y cada familia normal consume 200 kWh aproximadamente.

El suministro de energía eléctrica tiene un impacto colectivo con repercusiones económicas y ambientales, porque afecta los ingresos de la población y el medio ambiente.



**La energía que menos contamina y menos cuesta es la que no se consume, he ahí un principio para ahorrar energía.**

El consumo de energía eléctrica en horas punta de todos los usuarios de Lima Metropolitana está distribuida de la siguiente manera.

a) Servicio de iluminación	:	58 %
b) Servicio de cocción	:	12 %
c) Uso de terma	:	11 %
d) Servicio de refrigeración	:	9 %
e) Otros servicios	:	10 %.

Se observa que el mayor porcentaje de energía se usa en la iluminación de las viviendas, escuelas, hospitales, etc. y por eso se debe tener mucho cuidado en iluminar sólo cuando es necesario.

A continuación enumeramos 10 formas de ahorrar energía eléctrica, considerado como el “Decálogo del Ahorro de Energía”, que debemos tener en cuenta todos los usuarios de electricidad:

- a) No olvidar apagar las luces al salir de una habitación.
- b) No abrir la puerta de la refrigeradora a cada rato.
- c) No dejar el televisor prendido si nadie lo mira.
- d) No planchar de noche y menos ropa húmeda.
- e) Reemplazar los focos incandescentes por focos ahorradores.
- f) Prender la terma 1 ó 2 horas antes de bañarse.
- g) No dejar la radio encendida si nadie la escucha.
- h) No permitir cables pelados ni interruptores quebrados.
- i) Avisar si el alumbrado público está encendido en el día.
- j) No robar ni permitir robar energía porque es como robar dinero.









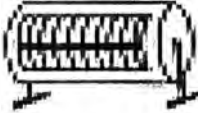



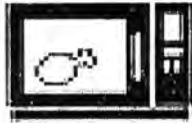






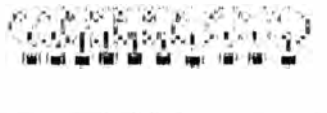
COCINA 7000 W			<b>70 focos</b>
SECADORA DE ROPA 5000 W			<b>50 focos</b>
DUCHA ELECTRICA 4000W			<b>40 focos</b>
TERMA GRANDE 2000 W			<b>20 focos</b>
ESTUFA GRANDE 2000 W			<b>20 focos</b>
WALLERA 1700 W			<b>17 focos</b>
MICROONDAS GRANDE 1500 W			<b>15 focos</b>
SECADORA DE CABELLO 1500 W			<b>15 focos</b>
OLLA ARROZERA 1400 W			<b>14 focos</b>
FRIGERIFICADOR GRANDE 1000 W			<b>10 focos</b>

Figura No. 7.2.1: Equivalencias de Consumo de Energia de los Artefactos eléctricos

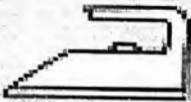


















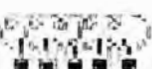
PLANCHA 1000 W			<b>10 focos</b>
HERVIDOR 1000 W			<b>10 focos</b>
CAFETERA 800 W			<b>8 focos</b>
LAVADORA 800 W			<b>8 focos</b>
TERNA CHICA 750 W			<b>7 focos 1/2</b>
TOSTADOR 700 W			<b>7 focos</b>
LAVAVAJILLAS 700 W			<b>7 focos</b>
LICUADORA 500 W			<b>5 focos</b>
BOMBA DE AGUA, 500 W			<b>5 focos</b>
ASPIRADORA 500 W			<b>5 focos</b>

Figura No. 7.2.2: Equivalencia de Consumo de Energía de los Artefactos Eléctricos

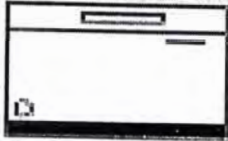







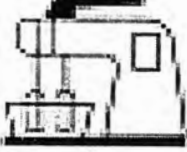



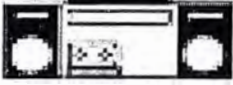





CONGELADOR 350 W			<b>3 focos 1/2</b>
MICROCOMPUTADOR 200 W			<b>2 focos</b>
ILUSTRADOR 300 W			<b>3 focos</b>
REFRIGERADORA 200 W			<b>2 focos</b>
LAVADORA 200 W			<b>2 focos</b>
TELEVISOR 100 W			<b>1 foco</b>
EQUIPO STEREO 100 W			<b>1 foco</b>
MAQUINA DE COSER 75 W			<b>3/4 foco</b>
RADIO PORTATIL 20 W			<b>1/5 foco</b>

Figura No. 7.2.3: Equivalencia de Consumo de Energía de los Artefactos Eléctricos

En las Figuras Nos. 7.2.1, 7.2.2 y 7.2.3 se observan las equivalencias de consumo de energía eléctrica de los artefactos eléctricos, que permite evaluar el consumo de energía en forma racional.

### **7.3 CUÁNTO AHORRAR DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

La cantidad de energía eléctrica que se debe ahorrar es la suficiente cantidad que sea posible, de acuerdo con nuestras necesidades.

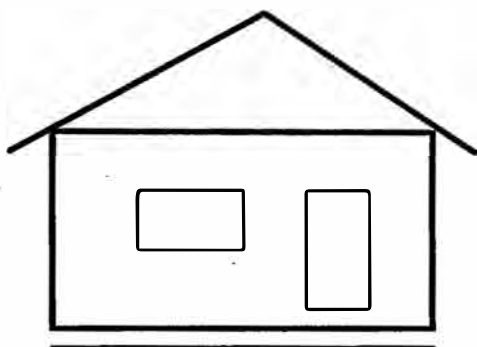
En la Figura No. 7.3.1, se observa un ejemplo de cuánto significa el ahorro de energía eléctrica por medio de la utilización de focos ahorradores en vez de focos incandescentes.

Se puede ver que una vivienda normal que tiene artefactos que tienen casi todas las familias, y alumbrándose sin restricciones que mermen su satisfacción, gasta exclusivamente en consumo de energía eléctrica S/. 96,67 utilizando focos incandescentes y con el mismo nivel de iluminación pero con focos ahorradores, gastará S/. 22,24, es decir tendrá un ahorro de 77 %.

La Comisión de Tarifas Eléctricas, mediante un programa de investigación llegó a la conclusión que se puede lograr un ahorro de energía de hasta 64 %, escogiendo una adecuada opción tarifaria, que en muchos casos ni siquiera implica una inversión para su implementación. Esta alternativa se dirige especialmente a las industrias y comercios que tienen alta demanda de energía eléctrica.

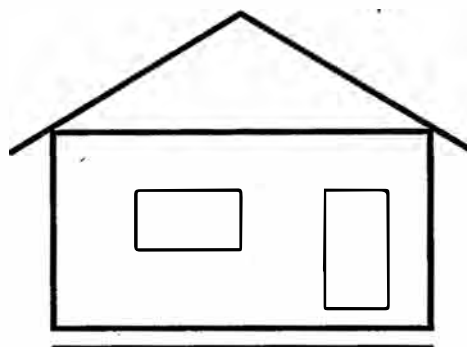
**AHORRAR EN ENERGÍA NO SIGNIFICA VIVIR A OSCURAS  
¡SIGNIFICA AHORRO DE DINERO!**

**ANTES TU CASA ESTABA  
BIEN ILUMINADA**



**USANDO FOCOS  
INCANDESCENTES**

**AHORA ... TAMBIÉN**



**USANDO FOCOS  
AHORRADORES**

COSTO UNITARIO CON IGV MAYO 97 = 0,3144 S./kWh

Sala: 1 foco 100 W (5 hr/noche):	S/. 4,72
Comedor: 1 foco 100 W (3 hr/noche):	S/. 2,83
Dormitorio: 1 foco 100 W (3 hr/noche):	S/. 2,83
Cocina: 1 foco 100 W (4 hr/noche):	S/. 3,77
Portada: 1 foco 100 W (12 hr/noche):	S/. 11,32
Pasillo: 1 foco 100 W (2 hr/noche):	S/. 1,89
Baño: 1 foco 100 W (1 hr/noche):	S/. 0,94
Lavandería: 1 foco 100 W (1 hr/noche):	S/. 0,94
1 Refrigeradora: 2 focos 100 W (8hr/día):	S/. 15,09
1 Plancha: 10 focos 100 W (1 hr/día):	S/. 9,43
1 TV a colores: 1 foco 100 W (10 hr/d):	S/. 9,43
1 hervidor: 10 focos 100 W (2 hr/día):	S/. 18,86
1 Ventilador: 0,5 foco 100 W (6 hr/d):	S/. 2,83
1 Equipo estéreo: 1 foco 100 W (5hr/d):	S/. 4,72
1 VHS: 2,5 focos 100 W (3 hr/día):	S/. 7,07
<b>COSTO MENSUAL</b>	<b>S/. 96,67</b>
	<b>100,0 %</b>

Sala: 1 foco 23 W (5 hr/noche):	S/. 1,08
Comedor: 1 foco 23 W (3 hr/noche):	S/. 0,65
Dormitorio: 1 foco 23 W (3 hr/noche):	S/. 0,65
Cocina: 1 foco 23 W (4 hr/noche):	S/. 0,87
Portada: 1 foco 23 W (12 hr/noche):	S/. 2,60
Pasillo: 1 foco 23 W (2 hr/noche):	S/. 0,43
Baño: 1 foco 23 W (1 hr/noche):	S/. 0,22
Lavandería: 1 foco 23 W (1 hr/noche):	S/. 0,22
1 Refrigeradora: 2 focos 23 W (8hr/día):	S/. 3,47
1 Plancha: 10 focos 23 W (1 hr/día):	S/. 2,17
1 TV a colores: 1 foco 23 W (10 hr/d)	S/. 2,17
1 hervidor: 10 focos 23 W (2 hr/día)	S/. 4,34
1 Ventilador: 0,5 foco 23 W (6 hr/d)	S/. 0,65
1 Equipo estéreo: 1 foco 23 W (5hr/d)	S/. 1,08
1 VHS: 2,5 focos 23 W (3 hr/día)	S/. 1,63
<b>COSTO MENSUAL</b>	<b>S/. 22,24</b>
	<b>23,0 %</b>

*Figura No. 7.3.1: Cuánto Significa Ahorrar Energía Eléctrica*

## CONCLUSIONES

1. El escenario eléctrico de Lima Metropolitana, está formado por la Dirección General de Electricidad, la Comisión de Tarifas Eléctricas, Luz del Sur S.A. y Edelnor S.A., el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES) y los usuarios como actores principales que mueven el mundo eléctrico limeño.

El 44% de la energía vendida en Lima consume el sector domiciliario, el 40% el sector industrial en promedio y el resto es consumido por el sector comercial y alumbrado público. Las empresas ELECTROPERÚ y EDEGEL producen el 95% de la energía eléctrica que abastece Lima.

La Dirección General de Electricidad, como rector del negocio eléctrico en representación del Estado, tiene las funciones de normar, promover las inversiones y fiscalizar el adecuado cumplimiento de las dos anteriores.

2. El negocio eléctrico tiene dos mercados: un mercado regulado que alberga el 99,9% de los usuarios de Lima Metropolitana y un mercado libre que representa sólo el 0,1 % de los usuarios. Los usuarios son libres si tienen un consumo superior a 1 MW y sus precios no son regulados. En 1996, el 13 % de la energía vendida son efectuadas por las empresas generadoras a clientes libres y el 87% por las empresas distribuidoras Edelnor y Luz del Sur a clientes libres y regulados. Los clientes libres captan el 33% de la energía vendida en Lima, mientras que los regulados captan el 67% de dicha energía.

3. Las empresas Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A. no son eficientes para los usuarios, porque las interrupciones del servicio y las facturaciones erróneas son casi constantes, sólo se ha logrado imponer la facturación en base a lecturas, la calidad del servicio eléctrico todavía no se logra.
4. Las tarifas eléctricas, según la metodología establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas, se fundamentan económicamente en los costos marginales y en los principios de eficiencia, suficiencia y equidad, basados en un sistema económicamente adaptado teórico.

El sistema económicamente adaptado es un sistema eléctrico óptimo bajo los criterios de continuidad, confiabilidad, calidad de suministro y costos eficientes, que brinda servicio eléctrico con un equilibrio entre la oferta y la demanda, este equilibrio supone un mercado de competencia perfecta que no se da en la realidad de la economía peruana, por lo menos.

5. La tarifa eléctrica tiene los siguientes componentes en términos de costo: energía (43%), potencia (22%), peaje principal (2%), peaje secundario (2%) y valor agregado de distribución (31%). Asimismo, el sistema de generación interviene con el 60 %, el sistema de transmisión con el 5 % y el sistema de distribución con el 35 % en la tarifa final del mercado regulado.

Estos factores se combinan para determinar el precio regulado de la energía eléctrica, de la siguiente manera: se calculan los precios básicos de energía y de potencia de punta a costos marginales de corto plazo, considerando una demanda adaptada, luego se suman los costos de transmisión, básicamente el peaje para calcular los precios de barra. Estos precios se ajustan comparando con los precios libres y luego se le suma el valor agregado de distribución, para obtener la tarifa final.



6. Las tarifas de energía eléctrica, según la metodología establecida, son determinadas prácticamente por las empresas generadoras a través del COES, sin participación determinante de la Comisión de Tarifas Eléctricas, cuya acción es pasiva y sólo publica los precios máximos de generador a distribuidor y de distribuidor a usuario final, mediante los pliegos tarifarios.
7. El cálculo de las tarifas de energía eléctrica parte de un supuesto económico utópico, que no existe en la realidad, el mercado de competencia perfecta y el mercado de monopolio puro, ambos son extremos teóricos de la economía de mercado.

Además, las empresas concesionarias se comparan con empresas modelos eficientes teóricos, que tampoco existen, para ajustar las tarifas, y por último las tarifas de barra se comparan con usuarios libres teóricos en caso que no existieran, para ajustar las tarifas reguladas, confirmando que se parte de la teoría y no de la realidad económica de nuestro país y de Lima en particular.

8. La tarifa eléctrica regulada es igual a la tarifa libre más o menos 10 %. En consecuencia, los precios del mercado regulado se establecen en base a los precios del mercado libre, es decir dependen de dichos precios, entonces todo el procedimiento establecido para calcular las tarifas pierde sentido, porque finalmente se tiene que ajustar al precio del mercado libre.

De otra parte, el precio del mercado libre no es tan libre, porque en la práctica es determinado por el monopolio artificial formado por las empresas generadoras o distribuidoras, según corresponda, en la que los usuarios que demanden más de 1000 kW no tienen más alternativa que aceptar los precios propuestos por dichas empresas.

9. La interconexión primaria y secundaria con redes aéreas en vez de subterráneas ha generado un problema por la búsqueda de la eficiencia eléctrica, pues las empresas se rigen por el sistema económicamente adaptado de distribución que busca costos mínimos y reducir el porcentaje de pérdidas en redes aéreas, yendo contra sistemas de redes subterráneas ya establecidos que tienen su vida útil casi intacta. En diferentes lugares de las zonas periféricas se están cambiando redes subterráneas por redes aéreas.

Al respecto, las concesionarias de distribución justifican las redes aéreas como más eficientes y de menos costo de instalación y mantenimiento, sin embargo, si bien pueden tener menor costo de instalación, el costo de mantenimiento es alto, mientras que las redes subterráneas no necesitan casi mantenimiento en el corto plazo. Además las redes aéreas son anti-estéticas, peligrosas, afectan el medio ambiente y causan pérdidas materiales y humanas.

10. Las tarifas eléctricas actuales son más justas desde el punto de vista técnico porque se facturan de acuerdo al consumo y no de acuerdo al tipo de uso como establecían las tarifas antiguas. Estas tarifas llamadas “opciones tarifarias”, están establecidas de acuerdo al nivel de tensión y a la demanda de los usuarios, quienes pueden optar libremente por cualquiera de ellas en función a sus necesidades y características.

Las tarifas MT2, MT3 y MT4 (en Media tensión) son similares a las tarifas BT2, BT3 y BT4 (en Baja tensión), basados todas en la medición de la potencia y energía (binomias), diferenciándose sólo por el nivel de tensión. En baja tensión está además la tarifa BT5 que es básicamente residencial y la tarifa BT6 que es temporal y se factura con montos mensuales fijos a usuarios que tienen una potencia menor a 3 kW. Estas dos últimas son tarifas monomias porque mide sólo la energía (BT5) y la potencia (BT6).

11. La facturación de la energía eléctrica tienen los siguientes componentes: cargo fijo, cargo por energía activa, cargo por potencia y cargo por energía reactiva en casos de tarifas binomias. En las tarifas monomias, se facturan el cargo fijo y el cargo por energía (BT5) o cargo por potencia (BT6). En todas, se facturan además el cargo por alumbrado público, cargo por reposición y mantenimiento y se incluye el impuesto general a las ventas por ser un servicio que se vende.

El cargo por potencia se puede efectuar de dos maneras, a elección del usuario: la contratación de una potencia determinada o la medición de la demanda máxima (demanda máxima leída). Adicionalmente, si se mide una sola potencia, la empresa distribuidora califica al usuario como “usuario de punta” o “usuario fuera de punta”.

12. Las empresas distribuidoras cometen muchos errores de facturación que van en perjuicio de los usuarios, algunos de los cuales no reclaman porque no conocen el procedimiento que deben seguir y los que reclaman no son atendidos oportunamente ni adecuadamente, o simplemente no son atendidos.

La Dirección General de Electricidad ha establecido un procedimiento de atención de estos reclamos, mediante una Directiva, por la cual el cliente reclama ante la empresa concesionaria de distribución y éste resuelve en primera instancia, si no está conforme puede apelar contra la resolución ante la misma empresa, pagando un derecho en el Ministerio de Energía y Minas y la empresa elevará el expediente a la Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, quien resolverá en última instancia administrativa.

13. El orden de los motivos más comunes que generan los reclamos de los usuarios son la aplicación de recuperos de energía por errores de facturación, por supuestos usos indebidos de energía y por la aplicación tarifaria incorrecta.

Generalmente los recuperos de energía no cumplen con las pautas establecidas y por otra parte las empresas han aplicado unilateralmente las opciones tarifarias o la modalidad de facturación de la potencia, estableciendo aquellas que más les convienen y con ello afectan a los usuarios, quienes si no reclaman, continúan siendo perjudicados.

14. Es importante el uso racional y eficiente de la energía eléctrica para bajar la demanda en horas de punta, lo cual repercute en la determinación de las tarifas, porque si la demanda de punta no es alta, no sería necesario adaptar la demanda de potencia en punta si éstos son iguales a los costos marginales de corto plazo, y de otra parte contribuye a incrementar la oferta para destinarlo a los que no tienen servicio.
15. Las tarifas actuales son reales, no tienen subsidios por parte del Estado, por lo que es necesario el uso eficiente, sin disminuir el bienestar humano. Las empresas del sector privado están favorecidos con estas tarifas porque si son caros, los costos lo trasladan a los productores, es decir a los consumidores finales, mientras que los usuarios no, porque a parte de tener un servicio que no tiene la calidad esperada, no guarda relación con sus ingresos.
16. Las deficiencias más importantes del servicio eléctrico son las variaciones de intensidad de luz así como interrupciones en el suministro, ocasionando una serie de problemas en los usuarios, principalmente afectando los artefactos eléctricos.

El 48% de los encuestados, según la encuesta que realiza la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas dentro del proceso de fiscalización por terceros, mencionó que se producen variaciones en la intensidad de la luz, mientras que el 92% mencionó que se producen muchas interrupciones en el suministro, principalmente en los sectores bajos.

## RECOMENDACIONES

1. Redefinir la base teórica y los supuestos económicos que sirven de base para establecer las tarifas de energía eléctrica del mercado regulado, es decir, partir de un modelo de mercado de competencia imperfecta y monopolio regulado para tener unas tarifas más reales, teniendo eso sí como meta las tarifas de una economía eficiente y competitiva.
2. Introducir el concepto de redistribución social en la composición de las tarifas eléctricas, asignándole un porcentaje similar al del peaje de conexión.
3. Los precios libres y los precios regulados deben aplicarse tal como son calculados, sin ajustar el precio regulado al precio libre, porque son dos mercados independientes.
4. La calificación eléctrica debe determinarse con una simple división entre la cantidad de energía utilizada en horas de punta, entre la cantidad total de energía consumida por el usuario.
5. La Dirección General de Electricidad debe establecer que las empresas distribuidoras fijen sus tarifas eléctricas con un margen de diferencia de 5% a 10% menos que los precios máximos establecidos en los pliegos tarifarios publicados por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

6. La Comisión de Tarifas Eléctricas debe determinar el valor de todos los componentes de las tarifas, como son: los precios básicos de energía y potencia de punta, precios de energía y de potencia, precio de barra, costo de transmisión y el valor agregado de distribución, para que su función de fijar las tarifas eléctricas, sea activa y no pasiva, como lo es ahora. El COES debe limitarse a presentar los informes que solicita la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo a sus necesidades.
7. Las empresas concesionarias de distribución deben dejar en libertad a los usuarios, para que instalen redes aéreas o redes subterráneas en sus predios, urbanizaciones u otro tipo de asociaciones de vivienda, dado que los costos de las redes secundarias son asumidos íntegramente por ellos. Esto evidentemente contribuirá a mejorar la seguridad de la población.

Las redes de distribución primaria es propiedad de la empresa distribuidora y para instalarlos, ésta puede solicitar al usuario una contribución reembolsable. Las redes de distribución secundaria es propiedad de los usuarios.

8. La Dirección General de Electricidad o quien haga sus veces, debe efectivizar las sanciones contra las empresas distribuidoras, para minimizar los errores de facturación, cobro indiscriminado por supuestos usos indebidos de energía, que generalmente no son responsabilidad de los usuarios, sino de personas inescrupulosas, y que las concesionarias aplican sin las pruebas pertinentes.
9. Establecer que la responsabilidad del mantenimiento y cuidado de los medidores de energía eléctrica sea compartida entre el usuario y la empresa concesionaria distribuidora, pues en la práctica, la concesionaria es la que manipula el medidor cuantas veces lo desea, a pesar que es propiedad del usuario, y muchas veces estos instrumentos no están dentro del predio del usuario, sino fuera de ella, especialmente cuando se trata de industrias.

10. Disponer una revisión general de todos los suministros, con participación de un representante de la empresa auditora e inspectora que tiene a su cargo la fiscalización de la concesionaria distribuidora, un representante de la Dirección de Fiscalización Eléctrica o quien haga sus veces y un representante del usuario, para evaluar y corregir los siguiente aspectos:
  - a) La opción tarifaria aplicada.
  - b) La potencia contratada y conectada.
  - c) La modalidad de la facturación de la potencia.
  - d) La calificación tarifaria.
  - e) La deuda del suministro por consumo de energía eléctrica.
  - f) Cantidad de energía activa y máxima demanda registrada.
  - g) Cantidad de energía reactiva registrada.
  
11. Considerando que el cargo por alumbrado público se factura en función a un porcentaje del monto facturado total por consumo de energía eléctrica en la concesión de distribución, estos porcentajes deben reajustarse, debiendo ser por estratos de ingresos. En los sectores de menos ingresos y que no tienen alumbrado público en las calles donde están ubicadas sus viviendas, debe ser 1% de la facturación total, y en los sectores de mayores ingresos 10 %.
  
12. El cargo fijo que aparece en las facturas por consumo de energía eléctrica, debe anularse, porque los gastos de facturación y cobranza al que se refiere dicho cargo fijo, corresponde al que vende el servicio y no al que compra, quien paga su impuesto por el uso del servicio.
  
13. Impulsar la eficiencia energética que permita el uso racional de los recursos y aumento de la disponibilidad de energía eléctrica, la reducción de costos y pérdidas y el mejoramiento de la competitividad

## GLOSARIO DE TERMINOLOGÍA TÉCNICA

1. *Acometida*: Es la distancia entre el punto de entrega de energía eléctrica en la Red Secundaria y la caja del medidor del usuario. Comprende los conductores aislados de la Red Secundaria y el material de anclaje o sujeción.
2. *Barra*: Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.
3. *Bloques Horarios*: Son periodos horarios en los que los costos de generación son similares y están determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema. Son dos: “horas de punta” y “horas fuera de punta”.
4. *Carga Conectada*: es la potencia de energía eléctrica en uso, registrada en un momento determinado.
5. *Cargo Fijo*: Es el costo unitario que corresponde a los gastos de facturación y cobranza, y comprende la lectura, el procesamiento y emisión de la factura, distribución de las facturas y la comisión de cobranza.
6. *Cargo por Energía Activa*: Es el costo que se aplica a la cantidad de energía registrada por el medidor en un periodo determinado, generalmente 30 días. La energía es la potencia a través del tiempo y se expresa en Watts por hora o sus múltiplos.



7. *Cargo por Energía Reactiva:* Es el costo que se aplica por el exceso de la diferencia entre la cantidad de energía reactiva registrada por el medidor y el 30% de energía activa total registrada. La energía reactiva representa las pérdidas de energía en el suministro de energía eléctrica.
8. *Cargo por Potencia:* Es el costo que se aplica por la potencia registrada por el medidor en un periodo determinado, generalmente 30 días. La potencia es el producto de la intensidad de corriente (Amperios) por el nivel de tensión (Voltios) por una constante definido como la raíz cuadrada de 3.
9. *Costo de Racionamiento.* Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Se calcula como un valor único y representa los déficit más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.
10. *Diagrama de Carga:* Es aquel que expresa la variación del consumo de energía eléctrica de un usuario o conjunto de usuarios en un periodo determinado, que puede ser un día, un mes, etc.
11. *Distribución Primaria:* Es el sistema de distribución de energía eléctrica, constituido por redes o conductores, cuya tensión varía de 440 a 30 000 Voltios. Incluye las subestaciones de transformación y de distribución.
12. *Distribución Secundaria:* Es el sistema de distribución de energía eléctrica, constituido por redes o conductores, cuya tensión es menor de 440 Voltios. Comprende también las conexiones domiciliarias y el Alumbrado Público.
13. *Energía Firme:* Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.

14. *Factor de Disponibilidad Teórica.* Es el factor que teóricamente define el porcentaje en que las unidades generadoras del sistema eléctrico, no podrán funcionar. Matemáticamente es el complemento del factor de disponibilidad teórica, el cual es 82 %, vigente a partir de Mayo de 1997.
15. *Horas de Punta:* Es el bloque horario comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas de cada día de todos los meses, en que la demanda de energía eléctrica es máxima, exceptuándose a solicitud del usuario, los días domingos y feriados, siempre que éste asuma los costos de inversión para la medición adicional.
16. *Horas Fuera de Punta:* Es el bloque horario comprendido fuera de las horas de punta, en donde la demanda de energía eléctrica no es la máxima.
17. *Máxima Demanda Leída:* Es el promedio de las dos demandas más altas de energía eléctrica que registra el medidor del usuario en los últimos doce meses, incluido el mes en que se factura.
18. *Mercado Libre:* Corresponde a las transacciones de electricidad entre los usuarios libres que no sean de Servicio Público de Electricidad en condiciones de competencia, en los cuales la fijación de precios no se encuentra regulada o reglamentada por la Ley de Concesiones Eléctricas.
19. *Mercado Regulado:* Corresponde a las transacciones de electricidad para los usuarios del Servicio Público de Electricidad en las condiciones que fija la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento y a los precios publicados por la Comisión de Tarifas Eléctricas.
20. *Opciones Tarifarias:* Son las tarifas alternativas que tiene el usuario para elegir de acuerdo a sus necesidades y características de suministro de energía eléctrica, y en base al cual pagará su consumo de energía eléctrica.

21. *Precios de Barra*: Son los precios de energía y potencia en cada una de las barras del sistema eléctrico, desde las que se abastece a las empresas concesionarias de distribución.
22. *Pérdidas Marginales de Transmisión de Energía*: Son las pérdidas de energía que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de energía, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
23. *Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta*: Son las pérdidas de potencia que se producen en el sistema de transmisión por el retiro de una unidad adicional de potencia, en una determinada Barra del Sistema de Transmisión Principal.
24. *Potencia Contratada*: Es el nivel de potencia de energía eléctrica que contrata el usuario libremente de acuerdo a la demanda de su suministro, y que la empresa de distribución le garantizará en tanto no solicita su variación.
25. *Potencia Firme*: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta, con alta seguridad.
26. *Pozo de Tierra*: Es un pozo en el cual se introduce una varilla de cobre de puesta a tierra, cubierto por conductores desnudos alrededor de la varilla. Es de concreto, se llena con tierra y tiene su respectiva tapa.
27. *Sector de Distribución Típico*: Son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento.

28. *Sistema Económicamente Adaptado*: 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.
29. *Sistema Interconectado*: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.
30. *Suministro de Energía Eléctrica*: Es aquel que la empresa concesionaria de distribución otorga al usuario de energía eléctrica, mediante un “contrato de suministro eléctrico” y se registra con un código de identificación.
31. *Tarifa Binomia*: La tarifa binomia es la que mide dos rubros, el consumo de energía y el consumo de potencia
32. *Tarifa Monomia*: Es la tarifa que mide un solo rubro, energía o bien potencia, como por ejemplo, la BT5 sólo mide el consumo de energía.
33. *Valor Agregado de Distribución*: Es el costo medio económico de las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda. Es un concepto equivalente al de “costo de oportunidad”.
34. *Valor Nuevo de Reemplazo*: Es el valor de las instalaciones nuevas económicamente adaptadas y se calcula como el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, empleando los costos unitarios a precios de mercado.

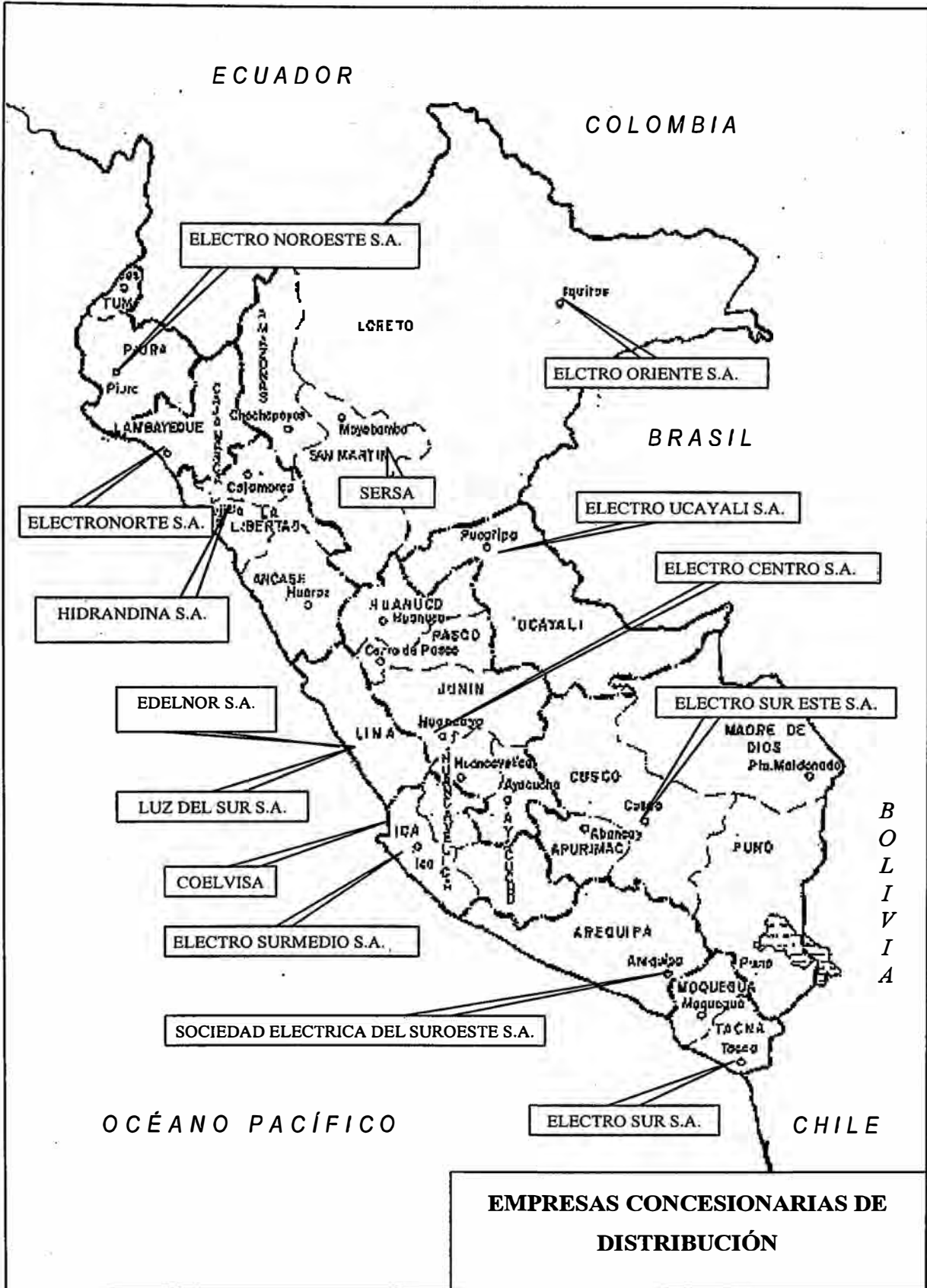
## **BIBLIOGRAFIA**

1. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERÚ: Seminario de Actualización Profesional “Oferta, Demanda y Ahorro de Energía Eléctrica en la Hora Actual”, Lima, 1995.
2. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERÚ: Seminario-Taller “Ley de Concesiones Eléctricas y Tarifas de Electricidad”, Lima, Agosto 1993.
3. COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS: “Nueva Tarifa de Energía Eléctrica”, J.C. Editores S.A., Lima, 1989.
4. CUANTO S.A.: “Encuesta Representativa Anual 1997, Informe presentado a solicitud de Edelnor S.A., Resumen Ejecutivo”, Lima, Abril 1997.
5. DEVOTO, Enrique: “Vigilando Tarifas y Calidad”. En Revista Electricidad Interamericana, Páginas 22-23, Buenos Aires, Enero 1997.
6. FRANK, Robert: “Microeconomía y Conducta”, Editorial Mac Graw Hill, Santafé de Bogotá, 1992.
7. GESTIÓN: “Tarifas Eléctricas se Redujeron 2,7 % en Promedio”, Página 20, Lima, 07 de Noviembre de 1996.

8. GESTIÓN: “Cobertura de Servicio Eléctrico llegará a 70 % a fin de Año”, Página 23, Lima, 26 de Agosto de 1997.
9. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS: “Perú y su Desafío: Negocios Eléctricos”, Asociación Editorial Stella, Lima, 1994.
10. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS: “Compendio de Legislación Ordenada, Sumillada y Concordada”, Volumen I y II, Trujillo, Agosto 1995.
11. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS: “Código Nacional de Electricidad”, Tomo I y V, Lima, 1992.
12. MINPETEL S.A.: “Informe Anual de Auditoría e Inspectoría 1996, Empresas Edelnor S.A. y Luz del Sur S.A.”, Lima, Enero 1997
13. SYNEX: “Programa de Garantía Tarifaria”, Lima, Mayo 1993.

## **ANEXOS**

ANEXO I





ANEXO II  
VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑO 1994  
(MWh)

EMPRESAS GENERADORAS

Nº	EMPRESAS	CLIENTES	MES												TOTAL	
			ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE		
1	EGASA	REGULADOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		LIBRES	20 697,00	20 440,80	22 244,70	18 795,70	18 939,70	20 760,00	21 918,70	18 963,90	14 442,20	14 855,70	13 682,80	17 311,60	222 452,80	
		TOTAL	20 697,00	20 440,80	22 244,70	18 795,70	18 939,70	20 760,00	21 918,70	18 963,90	14 442,20	14 855,70	13 682,80	17 311,60	222 452,80	
2	EGEMSA	REGULADOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		LIBRES	7 816,40	6 987,30	7 877,20	7 501,70	8 347,40	11 973,10	18 487,50	19 067,40	20 812,60	22 022,60	19 612,50	21 840,00	172 345,70	
		TOTAL	7 816,40	6 987,30	7 877,20	7 501,70	8 347,40	11 973,10	18 487,50	19 067,40	20 812,60	22 022,60	19 612,50	21 840,00	172 345,70	
3	ELECTROPERÚ S.A.	REGULADOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		LIBRES	54 643,00	56 450,00	65 678,00	61 126,00	58 341,00	62 611,00	71 930,00	74 459,00	70 021,00	63 583,00	68 448,00	68 271,00	776 561,00	
		TOTAL	54 643,00	56 450,00	65 678,00	61 126,00	58 341,00	62 611,00	71 930,00	74 459,00	70 021,00	63 583,00	68 448,00	68 271,00	776 561,00	
TOTAL CLIENTES LIBRES			83 156,40	83 878,10	95 799,90	87 423,40	85 628,10	95 344,10	112 336,20	111 890,30	105 275,80	100 461,30	102 743,30	1 171 359,50		

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Nº	EMPRESAS	CLIENTES	MES												TOTAL
			ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
1	EDELNOR S.A.	REGULADOS	15989,00	138 000,00	145 480,00	161 050,00	136 180,00	153 900,00	149 060,00	159 360,00	164 300,00	154 150,00	150 930,00	156 100,00	1 827 470,00
		LIBRES	51 790,00	57 590,00	58 570,00	56 240,00	60 620,00	62 750,00	61 360,00	66 850,00	68 690,00	64 770,00	70 330,00	67 900,00	747 460,00
		TOTAL	210779,00	195 590,00	204 050,00	217 290,00	196 800,00	216 650,00	210 420,00	226 210,00	232 990,00	218 920,00	221 280,00	224 000,00	2 574 930,00
2	EDELSON S.A.	REGULADOS	171 865,00	143 745,00	165 377,00	168 033,00	162 407,00	164 641,00	168 151,00	168 309,00	180 138,00	171 330,00	179 226,00	171 564,00	2 014 786,00
		LIBRES	57 734,80	56 380,70	69 833,20	66 647,50	69 998,60	68 818,20	68 207,40	69 577,60	59 838,60	62 339,40	69 483,30	70 601,20	791 739,50
		TOTAL	229 599,80	202 105,70	235 210,20	234 680,50	232 405,60	233 457,20	236 858,60	236 858,60	240 077,60	242 977,40	233 669,40	248 709,30	2 806 525,50
3	ELECTRO CENTRO S.A.	REGULADOS	28 122,90	27 164,74	26 969,80	27 706,90	26 510,80	25 968,20	25 963,20	25 823,50	26 333,40	26 654,20	25 667,30	25 804,80	318 489,74
		LIBRES	11 197,80	9 239,90	9 964,10	9 964,10	9 966,10	10 946,00	11 196,00	11 383,10	11 556,00	11 611,10	10 779,80	11 386,00	129 398,90
		TOTAL	39 320,70	36 404,64	37 533,90	37 671,00	36 476,80	36 914,20	37 159,20	37 016,60	37 891,40	38 265,30	36 447,10	37 190,80	447 888,64
4	ELECTRO NOR OESTE S.A.	REGULADOS	18 944,00	18 928,00	18 565,00	18 917,00	18 232,00	18 430,00	18 370,00	18 417,00	18 310,00	18 250,00	19 175,00	18 331,00	224 094,00
		LIBRES	2 113,00	2 822,00	2 316,00	1 863,00	3 214,00	2 956,00	2 996,00	3 452,00	3 402,00	3 122,00	3 069,00	2 384,00	33 749,00
		TOTAL	21 057,00	22 750,00	20 881,00	20 780,00	22 446,00	21 366,00	21 366,00	21 869,00	21 733,00	21 417,00	22 184,00	19 874,00	257 843,00
5	ELECTRO NORTE S.A.	REGULADOS	15 440,00	16 436,00	15 210,00	15 263,00	16 463,00	16 027,00	16 138,00	15 336,00	16 519,00	15 136,00	15 572,00	15 206,00	188 746,00
		LIBRES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		TOTAL	15 440,00	16 436,00	15 210,00	15 263,00	16 463,00	16 027,00	16 138,00	15 336,00	16 519,00	15 136,00	15 572,00	15 206,00	188 746,00
6	ELECTRO ORIENTE S.A.	REGULADOS	11 407,70	10 228,80	10 569,70	10 384,40	10 408,10	11 041,10	10 873,00	11 424,80	10 568,40	10 399,50	10 919,50	10 701,10	128 926,10
		LIBRES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		TOTAL	11 407,70	10 228,80	10 569,70	10 384,40	10 408,10	11 041,10	10 873,00	11 424,80	10 568,40	10 399,50	10 919,50	10 701,10	128 926,10
7	ELECTRO SUR S.A.	REGULADOS	9 751,00	9 809,00	9 981,00	9 794,00	10 720,00	10 344,00	9 863,00	10 266,00	9 939,00	10 836,00	11 045,00	11 316,00	123 664,00
		LIBRES	5 940,00	5 472,00	6 138,00	5 780,00	5 796,00	5 580,00	5 598,00	4 600,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44 904,00
		TOTAL	15 691,00	15 281,00	16 119,00	15 574,00	16 516,00	15 924,00	15 461,00	14 866,00	9 939,00	10 836,00	11 045,00	11 316,00	168 568,00
8	ELECTRO SUR ESTE S.A.	REGULADOS	15 983,90	15 612,10	14 197,20	15 671,60	16 564,80	17 650,80	18 497,50	17 890,60	18 882,30	18 056,20	17 894,00	17 313,90	169 009,00
		LIBRES	1 456,40	1 432,20	1 527,70	1 473,70	1 474,40	1 796,00	1 744,00	1 896,00	1 807,00	1 781,00	1 781,00	1 876,00	51 596,30
		TOTAL	17 440,30	17 044,30	15 724,90	17 145,30	18 039,20	19 446,80	20 241,50	19 786,60	19 687,60	19 839,30	19 837,20	19 190,90	220 605,30
9	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	REGULADOS	17 821,00	16 909,00	18 304,00	18 444,00	19 225,00	18 950,00	18 303,00	18 274,00	21 558,00	18 985,00	20 408,00	19 685,00	226 877,00
		LIBRES	2 516,55	2 687,45	3 335,86	3 295,10	3 743,47	3 724,91	3 734,21	3 966,24	3 625,24	3 625,49	3 408,89	4 211,57	42 274,98
		TOTAL	20 337,55	19 596,45	21 639,86	21 739,10	22 968,47	22 674,91	22 037,21	22 240,24	25 383,24	22 810,49	23 817,89	23 906,57	269 151,98
10	SOC. ELECT. DEL SUR OESTE S.A.	REGULADOS	23 895,20	22 589,80	22 245,40	24 883,80	23 368,80	24 325,90	23 559,80	25 285,20	25 511,00	25 422,10	24 101,60	23 691,80	288 880,40
		LIBRES	21 030,60	20 894,30	22 300,60	19 112,20	19 307,20	21 001,50	21 929,90	18 919,20	14 913,70	15 396,10	14 028,90	17 838,30	226 672,50
		TOTAL	44 925,80	43 484,10	44 546,00	43 996,00	42 676,00	45 327,40	45 489,70	44 204,40	44 204,40	40 818,20	38 130,50	41 530,10	515 552,90
11	HIDRANDINA S.A.	REGULADOS	43 630,50	38 119,40	39 050,90	42 211,40	42 561,70	45 241,20	41 211,90	37 798,90	36 176,90	41 060,30	43 739,20	42 877,20	493 679,50
		LIBRES	7 499,70	7 902,10	6 366,80	7 346,70	7 768,70	9 167,40	8 944,30	8 096,30	8 015,40	10 387,10	10 442,10	9 496,10	101 427,70
		TOTAL	51 130,20	46 021,50	45 417,70	49 558,10	50 330,40	54 408,60	50 156,20	45 855,20	44 192,30	51 447,40	54 181,30	52 373,30	595 107,20
12	SERV. ELÉCTRICOS RIOJA S.A.	REGULADOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		LIBRES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,90	196,80	210,00	201,70	196,00	
		TOTAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	219,90	196,80	210,00	201,70	196,00	
13	UEN CAÑETE	REGULADOS	2 472,10	2 467,00	2 444,30	2 584,50	2 673,20	2 108,70	2 264,70	2 276,90	2 006,10	2 276,20	2 545,00	2 706,90	28 825,60
		LIBRES	2 319,70	2 578,20	2 333,60	2 846,60	2 921,50	498,30	525,10	367,40	394,40	374,50	879,90	450,30	16 489,50
		TOTAL	4 791,80	5 045,20	4 777,90	5 431,10	5 594,70	2 607,00	2 790,80	2 644,30	2 400,50	2 650,70	3 424,90	3 157,20	45 315,10
14	UEN HUACHO	REGULADOS	8 717,00	8 102,00	9 719,00	8 932,00	10 373,00	9 049,00	8 598,00	8 306,00	7 928,00	8 156,00	8 458,00	9 179,00	105 517,00
		LIBRES	1 495,00	2 086,00	2 334,00	2 733,00	2 379,00	2 573,00	2 241,00	1 416,00	1 685,00	2 384,00	2 214,00	2 384,00	25 913,00
		TOTAL	10 212,00	10 188,00	12 053,00	11 665,00	12 752,00	11 622,00	10 839,00	9 722,00	9 613,00	10 520,00	10 672,00	11 572,00	131 430,00
TOTAL CLIENTES			527 030,30	469 110,84	498 083,30	523 875,60	496 687,40	517 678,90	510 853,10	518 567,90	538 191,10	520 758,50	511 787,60	508 331,80	6 138 964,34
TOTAL REGULADOS + LIBRES			692 123,85	640 175,69	683 710,16	701 477,50	683 476,27	707 486,21	699 329,01	709 311,64	712 618,24	696 939,19	714 459,19	710 502,17	8 351 609,12
TOTAL GENERADORAS + DISTRIBUIDORAS			775 280,25	724 053,79	779 510,06	788 900,90	769 104,37	802 830,31	811 665,21	821 201,94	817 894,04	797 400,49	817 202,49	817 924,77	9 522 968,62

FUENTE: MEM-DGE

ANEXO II-1  
**VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS AÑO 1995**  
(MWh)

**CLIENTES REGULADOS Y LIBRES**

Nº	EMPRESAS	MESES CLIENTES	MES												TOTAL	
			ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE		
1	COELVISA	REGULADOS	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	42,226	53,610	120,380	180,253	220,303	616,772
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		TOTAL	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	42,226	53,610	120,380	180,253	220,303
2	EDECAÑETE S.A.	REGULADOS	2.505,911	2.356,562	2.739,377	2.765,555	2.643,029	2.551,009	2.296,083	2.342,481	2.719,620	2.481,360	2.546,519	2.624,963	30.592,469	
		LIBRES	21,532	352,896	469,522	315,062	444,624	599,165	594,168	615,823	520,683	118,990	17,555	227,023	4.297,463	
		TOTAL	2.527,443	2.709,458	3.208,899	3.100,617	3.087,653	3.150,194	2.890,251	2.958,304	3.240,503	2.600,350	2.564,074	2.851,986	34.889,932	
3	EDECHANCAY S.A.	REGULADOS	9.510,028	9.191,446	8.726,520	9.124,737	8.932,328	9.418,398	8.391,894	8.544,532	9.105,770	9.129,218	8.997,299	8.986,756	108.058,926	
		LIBRES	2.931,142	1.749,190	2.253,408	2.103,586	1.842,316	3.035,877	2.306,601	1.328,672	1.130,443	1.013,277	1.363,564	1.160,162	22.218,238	
		TOTAL	12.441,170	10.940,636	10.979,928	11.228,323	10.774,644	12.454,275	10.698,495	9.873,204	10.236,213	10.142,495	10.360,863	10.146,918	130.277,164	
4	EDELNOR S.A.	REGULADOS	161.451,104	164.283,436	159.098,720	167.777,794	156.045,370	165.039,795	162.815,899	162.051,479	165.085,605	160.287,897	167.017,874	161.954,777	1.952.709,750	
		LIBRES	67.088,246	63.722,378	71.626,672	66.155,496	70.500,284	65.200,973	68.013,068	67.125,590	67.826,143	67.955,625	65.933,712	64.423,833	805.372,020	
		TOTAL	228.539,350	228.005,814	230.725,392	233.933,290	226.545,654	230.240,768	233.052,863	229.941,489	232.877,069	232.841,222	232.951,586	226.378,610	2.758.081,770	
5	ELECTROCENTRO S.A.	REGULADOS	25.287,621	24.742,242	20.579,188	20.541,402	21.325,157	21.218,940	21.694,607	21.290,099	20.733,962	20.856,597	20.803,744	20.425,287	259.498,846	
		LIBRES	9.688,133	9.627,545	9.184,247	10.612,757	10.212,025	11.410,994	12.644,693	12.858,710	12.314,430	12.517,940	12.061,483	12.388,955	135.519,012	
		TOTAL	34.975,754	34.369,787	29.763,435	31.154,159	31.537,182	32.629,934	34.339,300	34.146,800	33.048,392	33.374,537	32.868,227	32.814,242	395.017,858	
6	ELECTRO NOR OESTE S.A.	REGULADOS	18.879,111	19.287,794	18.472,187	19.394,706	18.683,873	20.174,139	19.327,942	19.194,564	19.259,869	19.554,561	20.627,100	21.613,805	234.669,651	
		LIBRES	3.318,400	3.432,800	3.212,400	2.125,200	2.252,400	2.440,800	2.450,400	2.624,400	2.181,600	2.426,400	2.554,800	2.449,200	31.468,800	
		TOTAL	22.197,511	22.720,594	21.684,587	21.519,906	21.136,273	22.614,939	21.778,342	21.818,942	21.441,469	21.980,961	23.181,900	24.063,005	266.138,451	
7	HIDRANDINA S.A.	REGULADOS	40.133,758	34.160,705	35.799,733	37.376,414	36.192,454	37.284,263	37.008,805	38.750,219	35.077,328	37.162,857	39.292,138	37.776,283	444.034,557	
		LIBRES	13.169,735	9.082,766	12.292,665	11.282,599	11.548,025	11.678,171	11.678,171	11.985,807	11.872,052	10.650,818	10.651,654	11.223,765	139.141,207	
		TOTAL	53.303,493	43.243,465	48.092,398	51.879,350	47.475,053	48.832,288	48.686,976	47.738,028	46.949,380	47.833,475	50.143,992	49.000,068	583.175,764	
8	ELECTRO NORTE S.A.	REGULADOS	16.664,793	18.238,214	15.527,441	15.730,799	15.769,299	16.155,650	15.912,984	15.817,395	16.832,676	15.830,966	15.428,437	14.551,732	190.280,586	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		TOTAL	16.664,793	18.238,214	15.527,441	15.730,799	15.769,299	16.155,650	15.912,984	15.817,395	16.832,676	15.830,966	15.428,437	14.551,732	190.280,586	
9	ELECTRO ORIENTE S.A.	REGULADOS	10.602,855	10.313,586	9.968,881	10.151,886	10.583,435	10.326,243	10.322,975	10.709,433	9.928,206	10.592,652	10.034,666	9.536,641	123.071,659	
		LIBRES	769,099	764,553	637,279	817,281	768,189	776,371	534,551	628,369	675,462	760,916	676,370	754,553	8.560,993	
		TOTAL	11.371,954	11.078,139	10.606,160	10.969,167	11.351,624	11.102,614	10.857,526	11.335,802	10.603,668	11.353,768	10.711,036	10.291,194	131.632,652	
10	ELECTRO PANGOA S.A.	REGULADOS	5,805	5,589	6,532	7,908	8,708	8,181	8,101	8,101	8,821	8,308	5,674	6,659	89,042	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		TOTAL	5,805	5,589	6,532	7,908	8,708	8,181	8,101	8,101	8,821	8,308	5,674	6,659	89,042	
11	ELECTRO SUR ESTE S.A.	REGULADOS	17.792,832	16.659,321	16.844,173	17.605,191	18.038,285	20.015,811	18.631,761	19.264,417	19.317,380	19.469,526	19.533,111	18.839,071	222.210,879	
		LIBRES	1.716,564	1.080,766	1.399,252	1.779,874	1.715,736	1.754,585	1.708,735	1.796,574	1.848,973	1.798,172	1.734,727	1.706,909	20.040,867	
		TOTAL	19.509,396	17.940,087	18.243,425	19.385,065	19.754,021	21.770,396	20.340,496	20.340,496	21.060,991	21.267,698	21.267,698	20.545,980	242.251,746	
12	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	REGULADOS	21.014,594	19.535,571	18.053,316	19.814,442	20.630,659	20.101,919	18.141,751	19.101,547	18.939,116	20.054,774	20.695,916	20.228,865	236.312,670	
		LIBRES	2.939,146	3.239,916	3.598,138	3.941,438	4.318,604	4.294,878	3.664,796	4.019,744	3.875,104	3.516,864	3.314,944	2.421,152	43.144,726	
		TOTAL	23.953,742	22.775,487	21.651,454	23.755,880	24.949,463	24.396,797	21.806,547	22.121,291	22.814,220	23.571,638	24.010,860	22.650,017	279.457,396	
13	ELECTRO SUR S.A.	REGULADOS	11.104,000	11.284,000	10.361,000	10.544,000	10.203,000	11.735,000	10.456,000	11.207,199	11.113,405	10.361,469	10.778,316	10.813,026	129.960,415	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
		TOTAL	11.104,000	11.284,000	10.361,000	10.544,000	10.203,000	11.735,000	10.456,000	11.207,199	11.113,405	10.361,469	10.778,316	10.813,026	129.960,415	
14	EMPRESA ELÉCTRICA UCAYALI S.A.	REGULADOS	3.843,869	4.304,619	4.259,080	4.317,711	4.710,081	4.237,773	4.536,851	4.345,846	5.339,248	4.706,700	4.958,643	4.349,285	53.909,706	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
		TOTAL	3.843,869	4.304,619	4.259,080	4.317,711	4.710,081	4.237,773	4.536,851	4.345,846	5.339,248	4.706,700	4.958,643	4.349,285	53.909,706	
15.	EMSEMSA	REGULADOS	756,778	706,933	889,091	630,663	781,777	669,388	754,005	721,409	721,409	731,691	586,055	721,715	8.670,914	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
		TOTAL	756,778	706,933	889,091	630,663	781,777	669,388	754,005	721,409	721,409	731,691	586,055	721,715	8.670,914	
16	EDELNOR S.A. (LUZ DEL SUR S.A.)	REGULADOS	183.388,068	170.485,948	171.431,997	163.644,141	180.289,948	161.455,658	187.996,017	169.622,547	199.739,259	188.007,969	183.321,133	178.041,343	2.137.404,244	
		LIBRES	70.606,481	59.487,989	62.508,019	62.530,234	64.051,998	64.995,033	69.034,594	68.612,588	71.687,401	73.771,278	71.569,227	75.390,331	814.245,173	
		TOTAL	253.994,549	229.973,937	233.940,016	226.174,375	244.341,946	226.450,691	250.490,611	258.238,135	241.310,028	271.426,687	259.577,196	258.711,674	3.051.649,417	
17	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A.	REGULADOS	194,503	199,265	189,206	188,180	192,497	183,293	186,952	170,409	174,162	204,464	202,578	200,504	2.286,033	
		LIBRES	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
		TOTAL	194,503	199,265	189,206	188,180	192,497	183,293	186,952	170,409	174,162	204,464	202,578	200,504	2.286,033	
18	SEAL S.A.	REGULADOS	24.218,160	24.159,665	23.743,303	24.166,102	25.623,974	24.125,552	25.751,594	25.288,879	25.298,204	24.494,738	25.068,356	24.071,216	296.007,743	
		LIBRES	16.732,987	18.398,577	16.141,273	16.549,698	18.858,881	18.713,877	19.301,764	19.332,088	19.604,252	20.032,098	18.437,358	18.811,653	219.314,726	
		TOTAL	40.951,147	42.558,242	39.884,576	40.715,800	44.282,855	42.839,429	45.053,358	44.580,663	44.893,167	44.902,456	42.932,096	42.882,969	515.322,469	
<b>TOTAL CLIENTES</b>		REGULADOS	<b>547.353,790</b>	<b>528.094,912</b>	<b>516.689,745</b>	<b>523.801,631</b>	<b>530.874,074</b>	<b>524.701,412</b>	<b>544.034,021</b>	<b>526.471,502</b>	<b>559.247,605</b>	<b>544.076,127</b>	<b>550.077,812</b>	<b>534.962,231</b>	<b>6.430.384,862</b>	
		LIBRES	<b>188.981,467</b>	<b>168.939,370</b>	<b>183.322,875</b>	<b>181.433,562</b>	<b>186.047,856</b>	<b>184.769,69</b>								

## ANEXO II-2

**VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑO 1996**  
(MWh)

**EMPRESAS GENERADORAS (CLIENTES LIBRES)**

Nº	EMPRESA	C. REGULADOS	C. LIBRES	TOTAL
1	Consorcio Energético Huancavelica - CONEHUA	0	17 632,329	17 632,329
2	Empresa de Generación Eléctrica de Lima S. A. - EDEGEL	0	38 215,875	38 215,875
3	ELECTROPERU S.A.	0	791 263,594	791 263,594
4	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S. A.	0	31 831,819	31 831,819
5	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S. A.	0	32 049,285	32 049,285
6	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S. A.	0	61 808,210	61 808,210
7	Empresa de Generación Eléctrica Machu Picchu S. A.	0	232 880,566	232 880,566
8	Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S. A.	0	335 058,046	335 058,046
9	Empresa Minera del Centro del Perú S.A. - CENTROMIN	0	3 090,050	3 090,050
10	Empresa Eléctrica Plura S.A.	0	6 642,367	6 642,367
11	Generación Eléctrica de Atocongo S.A.	0	5 124,280	5 124,280
12	Petróleos del Perú S.A. - Talara	0	4 632,441	4 632,441
<b>Sub Total :</b>		<b>0,000</b>	<b>1 555 596,421</b>	<b>1 555 596,421</b>

**EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (CLIENTES REGULADOS + CLIENTES LIBRES)**

Nº	EMPRESA	C. REGULADOS	C. LIBRES	TOTAL
1	COELVISA Consorcio Eléctrico Villacuri S.A.	5 820,601	0,000	5 820,601
2	E. D. E. Cafete	31 139,962	5 589,493	36 729,455
3	E. D. E. Chancay	107 434,966	22 740,510	130 175,476
4	EDELNOR-Empresa Distribución Eléctrica Lima Norte S. A.	2 035 127,838	827 246,716	2 862 374,554
5	Electro Centro S. A.	246 925,756	141 355,672	388 281,428
6	Electro Nor Oeste S. A.	237 971,674	29 365,200	267 336,874
7	Electro Norte Medio S. A.	480 301,844	119 354,620	599 656,464
8	Electro Norte S. A.	197 223,843	0,000	197 223,843
9	Electro Oriente S. A.	122 550,961	6 558,247	129 109,208
10	Electro Pangoa S.A.	323,780	0,000	323,780
11	Electro Sur Este S. A.	240 355,916	22 028,359	262 384,275
12	Electro Sur Medio S. A.	245 633,080	48 885,328	294 518,408
13	Electro Sur S. A.	131 192,830	0,000	131 192,830
14	Electro Tocache S. A.	465,941	0,000	465,941
15	Empresa Eléctrica Ucayali	55 503,662	0,000	55 503,662
16	EMSEMSA Emp.de Serv.Eléct.Munic.de Paramonga S.A.	5 804,356	0,000	5 804,356
17	Luz del Sur S.A.	2 330 614,062	497 432,330	2 828 046,392
18	Servicios Eléctricos Rioja S. A.	2 545,320	0,000	2 545,320
19	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S. A.	304 879,450	268 238,419	573 117,869
<b>Sub Total :</b>		<b>6 476 936,392</b>	<b>1 720 556,475</b>	<b>8 197 492,867</b>
<b>TOTAL</b>		<b>6 476 936,392</b>	<b>3 276 152,896</b>	<b>9 753 089,288</b>

FUENTE: MEM-DGE

ANEXO III

INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 1996

Nº	FECHA	EMPRESA	MOTIVO	LÍNEA	TRATAMIENTO	DOCUMENTO	FECHA
1	96.07.21	CAJAMA S.A.	MANIOBRAS EN EL SICN	EDDECIANCAY	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.11.21
2	96.03.22	COELVISA	TRASLADO DE EQUIPOS	ICA	PROCEDENTE	CONOCIM	96.04.22
3	96.04.18	COELVISA	ROBO DE FUSIBLES - CUT OUT	SALAS OUADALUPE - ICA	PROCEDENTE	OF. 935-96	96.05.20
4	96.05.11	COELVISA	SOBRECORRIENTE DE RELAY	ICAL	CONOCIM	CONOCIM	96.05.20
5	96.06.09	COELVISA	MANTENIMIENTO - ETECEN	PAMPA VILLACURI - LINEA 209/211	PROCEDENTE	OF. 1538-96	96.08.21
6	96.07.23	COELVISA	ROTURA DE CONDUCTORES	BUENAVENTURA, VILLACURI, SANTAMICAEL	IMPROCEDENTE	OF. 1600-96	96.09.02
7	96.11.16	COELVISA	VOIADURA DE CUT OUT	NO INDICA	PROCEDENTE	CONOCIM	96.12.31
8	96.11.30	COELVISA	MANTENIMIENTO	PAMPA DE VILLACURI	PROCEDENTE	CONOCIM	96.12.31
9	96.03.08	COELVISA Y ERSA	CAIDA DE ARBOL	TRONCAL J	IMPROCEDENTE	OF. 664-96	96.04.02
10	96.03.01	EDDECIANCAY S.A.	LLUVIAS INTENSAS	CHANCAY HUARAL	IMPROCEDENTE	OF. 1049-96	96.06.03
11	96.03.03	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA TRAMO 10 KV - HUAYCO	NAVIA - CHIRIN	PROCEDENTE	OF. 1273-96	96.07.11
12	96.04.25	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CABLES	CHANCAYLLO Y SUPE	PROCEDENTE	OF. 1298-96	96.07.15
13	96.05.27	EDDECIANCAY S.A.	CORROSION	SUPE	IMPROCEDENTE	OF. 1151-96	96.06.17
14	96.06.09	EDDECIANCAY S.A.	FUERTE LLUVIA - 4 HORAS	SUPE	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.06.21
15	96.07.21	EDDECIANCAY S.A.	EROSION	MAZO-VIQUETA LINEA 20KV	IMPROCEDENTE	COMPENSO	96.10.21
16	VARIOS	EDDECIANCAY S.A.	DEFICIT DE GENERACION	EDDECIANCAY	PROCEDENTE	CONOCIM	97.01.13
17	96.02.28	EDDECIANCAY S.A.	DAÑO EN INSTALACIONES	SANTA ROSA	PROCEDENTE	OF. 1198-96	96.06.27
18	96.03.25	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA DE CABLE SUBT.	CALLAO	CONOCIM	CONOCIM	96.04.02
19	96.04.07	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CABLES	LOS SOLVOS	PROCEDENTE	OF. 970-96	96.05.24
20	96.05.14	EDDECIANCAY S.A.	SABOTAJE EN LA LINEA 667	CANTOGRANDE	IMPROCEDENTE	OF. 1169-96	96.08.20
21	96.05.16	EDDECIANCAY S.A.	COLAS DE COMETAS	SAN JUAN DE LURIOANCHO	IMPROCEDENTE	OF. 1033-96	96.05.31
22	96.05.28	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE VEHI. EN INST. ELEC.	CALLAO	PROCEDENTE	OF. 1225-96	96.07.03
23	96.05.31	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA POR PALA MECANICA	COMAS	PROCEDENTE	OF. 1225-96	96.07.03
24	96.06.08	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA AISLADORES POR TERC.	ZARATE - MANGOMARCA Y S J DE LURIOANCHO	PROCEDENTE	OF. 1225-96	96.07.03
25	96.06.24	EDDECIANCAY S.A.	DESC. ELECTRICA EN AISLADORES	SAN JUAN DE LURIOANCHO	IMPROCEDENTE	OF. 1224-96	96.07.03
26	96.06.25	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	PUNTE DE PIEDRA	PROCEDENTE	OF. 1325-96	96.07.17
27	96.07.17	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA DE CONDUCTORES PALA	CALLAO	CONOCIM	CONOCIM	96.09.23
28	96.07.18	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CABLES Y EQUIPOS	SUB ESTC PP-01 PUENTE DE PIEDRA	IMPROCEDENTE	OF. 2596-96	96.12.18
29	96.07.19	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA Y PICADURA DE CABLES	ANCON	PROCEDENTE	OF. 1787-96	96.09.20
30	96.08.15	EDDECIANCAY S.A.	DAÑO INSTAL. SUBTERRANEAS	SAN MIGUEL	IMPROCEDENTE	OF. 1857-96	96.10.01
31	96.08.22	EDDECIANCAY S.A.	DAÑO CABLE SUBT. PALA MEC	SED. 2940 Y 5103	PROCEDENTE	OF. 1786-96	96.09.20
32	96.08.30	EDDECIANCAY S.A.	DAÑO CABLE SUBT. POR TERC.	HUACHO	PROCEDENTE	OF. 2150-96	96.11.04
33	96.09.02	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CABLES	PUNTE DE PIEDRA	IMPROCEDENTE	OF. 1798-96	96.09.23
34	96.09.09	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE VEHICULAR	COMAS	PROCEDENTE	OF. 1783-96	96.09.20
35	96.09.12	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CABLES	MAGDALENA DEL MAR	PROCEDENTE	OF. 1788-96	96.09.20
36	96.09.17	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE VEHICULAR	VENTANILLA - A. H. MI PERU	PROCEDENTE	OF. 2018-96	96.10.21
37	96.09.18	EDDECIANCAY S.A.	CORTOCIRCUITO EN LINEA MT	SAN GERMAN - SMP	PROCEDENTE	OF. 1817-96	96.09.27
38	96.09.21	EDDECIANCAY S.A.	ROTURA DE CABLES	PUENTE DE PIEDRA STA ROSA	IMPROCEDENTE	OF. 1830-96	96.09.27
39	96.09.22	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE DE POSTE	PATUVILCA BARRANCA SUPE	PROCEDENTE	OF. 1950-96	96.10.15
40	96.09.29	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE VEHICULAR	CARABAYLLO SANTA ISABEL	PROCEDENTE	OF. 1991-96	96.10.18
41	96.10.12	EDDECIANCAY S.A.	FALLAS EN LAS INSTALACIONES	HUARAL Y CHANCAY	IMPROCEDENTE	OF. 2161-96	96.11.06
42	96.11.06	EDDECIANCAY S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	HUACHO	PROCEDENTE	OF. 138-97	97.01.16
43	96.11.09	EDDECIANCAY S.A.	DERRIBAMIENTO DE ARBOL	PEDE PIEDRA LINEA 311 DE 30 KV	PROCEDENTE	OF. 2430-96	96.12.02
44	96.11.09	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE DE POSTE	HUACHO Y SUPE	PROCEDENTE	OF. 018-97	97.01.06
45	96.11.20	EDDECIANCAY S.A.	CHOCQUE DE POSTE DE MT	VENTANILLA	PROCEDENTE	OF. 2431-96	96.12.02
46	96.11.26	EDDECIANCAY S.A.	FALLA EN L.T. CAJAMA	PARAMONIA BARRANCA Y PTO SUPE	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.12.31
47	96.12.01	EDDECIANCAY S.A.	C. CIRC. TRANS. DE POTENCIA	HUARAL Y CHANCAY	CONOCIM	OF. 1237-97	97.01.16
48	96.03.30	EOASA	DESCARGA ATMOSFERICA	S.E. CERRO VERDE	IMPROCEDENTE	OF. 910-96	96.05.14
49	96.03.30	EOASA	FALLA SISTEMA DE ALIMENTACION	AREQUIPA Y CERRO VERDE	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.05.17
50	96.04.05	EOASA	FALLA GRUPO 1 C.H. CHARCANI V	AREQUIPA Y CERRO VERDE	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.05.17
51	96.04.30	EOASA	FALLA EN EL GRUPO 3	AREQUIPA Y CERRO VERDE	IMPROCEDENTE	OF. 1253-96	96.07.09
52	96.06.18	EOASA	DEFICIT DE OGEN. - ETECUR	MOQUEGUA	CONOCIM	CONOCIM	96.09.04
53	96.08.05	EOASA	PERTURB. POR SOBRECORRIENTE	YURA S.A.	PROCEDENTE	OF. 1557-96	96.08.22
54	96.10.18	EOASA	INTERRUPCIÓN ATRIBUIBLE A SPAL	SOCABALLA - CHILLINA	PROCEDENTE	CONOCIM	96.12.06
55	96.06.14	BOEMSA	ELEMENTO EXTRAÑO EN RIO	CUSCO	IMPROCEDENTE	OF. 1833-96	96.09.27
56	96.10.07	ELECTRO CENTRO S.A.	TRAB. AMPLIACION POR ETECEN	HUANCAYO	PROCEDENTE	COMPENSO	97.01.16
57	96.11.28	ELECTRO CENTRO S.A.	ATEMPADO	TARMA, CHANCAMAMA Y CEMENTO ANDINO	PROCEDENTE	OF. 2655-96	96.12.31
58	96.12.12	ELECTRO CENTRO S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	PACHACHACA, JATUNSUCLLA	PROCEDENTE	CONOCIM	96.06.27
59	96.10.26	ELECTRO NOROESTE S.A.	ROBO DE CABLES	URB. LUIS NEGREIROS Y SOCOBOSA - TALARA	PROCEDENTE	OF. 2656-96	96.12.31
60	96.11.07	ELECTRO NOROESTE S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	CASERIO MIRAFLORES - SULLANA	PROCEDENTE	OF. 2658-96	96.11.31
61	96.11.16	ELECTRO NOROESTE S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	BAJO PIURA Y 5 CASERIOS	PROCEDENTE	OF. 2416-96	96.11.29
62	96.11.23	ELECTRO NOROESTE S.A.	ROBO DE CABLES	MALPASA Y ZORRITOS	PROCEDENTE	OF. 1237-97	97.01.16
63	96.12.23	ELECTRO NOROESTE S.A.	ROBO DE CABLES	MALPASA Y ZORRITOS	PROCEDENTE	OF. 1237-97	97.01.16
64	96.03.05	ELECTRO NORTE S.A.	CORTO CIRCUITO	MONSERU ETEN PTO ETEN Y REQUE	IMPROCEDENTE	CONOCIM	96.08.03
65	96.06.19	ELECTRO NORTE S.A.	ROBO DE CABLES	MONSERU, PTO ETEN, REQUE	IMPROCEDENTE	OF. 1710-96	96.09.17
66	96.07.14	ELECTRO NORTE S.A.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO	MOTUPE	CONOCIM	CONOCIM	96.08.06
67	96.07.20	ELECTRO NORTE S.A.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO	HUANO - TUCUME - PACORA	CONOCIM	CONOCIM	96.08.06
68	96.07.14	ELECTRO NORTE S.A.	CHOCQUE VEHICULAR	CHICLAYO : AV. VENEZUELA Y ESPAÑA	PROCEDENTE	OF. 1856-96	96.10.01
69	96.11.11	ELECTRO NORTE S.A.	CORTO CIRC. POR L. TELEFONICA	TRONCAL 245	IMPROCEDENTE	OF. 121-97	97.01.17
70	96.11.20	ELECTRO NORTE S.A.	CHOCQUE VEHI. INST. ELECTRICAS	FERRERAPE	PROCEDENTE	OF. 1227-97	97.01.16
71	96.01.24	ELECTRO ORIENTE S.A.	FUERTES LLUVIAS	IGUITOS	IMPROCEDENTE	OF. 908-96	96.05.14
72	96.10.11	ELECTRO ORIENTE S.A.	TORMENTA	IGUITOS	IMPROCEDENTE	OF. 938-96	96.05.20
73	03.09.95	ELECTRO PERU S.A.	FALLAS POR OPERAC Y MANT	S.E. INDEPENDENCIA	INFORMATIVA	CONOCIM	96.04.22
74	96.07.01	ELECTRO SUR ESTE S.A.	OTROS	COTTA - PUÑO	INFORMATIVA	CONOCIM	96.12.31
75	96.07.19	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	CHOCQUE VEHICULAR	SAN CLEMENTE	PROCEDENTE	OF. 1472-96	96.08.14
76	96.10.03	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	INTERRUP. DIARIO EL COMERCIO	ICA	PROCEDENTE	CONOCIM	96.10.24
77	96.10.10	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	TRONCAL 118 - ICA	IMPROCEDENTE	OF. 2596-96	96.11.26
78	96.10.15	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	ROTURA DE AISLADORES FASES	PISCO	PROCEDENTE	OF. 2170-96	96.11.06
79	96.11.09	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	DESPRENDIMIENTO DE CRUCETA	PISCO	IMPROCEDENTE	OF. 2293-96	96.11.18
80	96.11.12	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	SISMO	PALPA Y NAZCA	PROCEDENTE	OF. 2493-96	96.12.10
81	96.12.17	ELECTRO SUR MEDIO S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	TINQUINA - ICA	PROCEDENTE	OF. 2047-96	96.01.28
82	96.02.29	ETECUR S.A.	DESCNX LT 13k KV SOCABAYA - CERRO VERDE	SOCABAYA, CERRO VERDE	CLIENTE LIBRE	CONOCIM	96.03.29
83	23.10.96	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	SANTIAGO DE CAO	PROCEDENTE	OF. 1207-97	97.01.16
84	96.02.18	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	CENTROS POBLADOS RP LIMONCARRO	PROCEDENTE	OF. 11243-96	96.08.08
85	96.02.18	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	C.P. SAN JOSE, SAN MARTIN, JULTAMBO Y ANE	PROCEDENTE	OF. 1252-96	96.07.09
86	96.03.31	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	PAIJAN, CHOCOPES, CHICLIN, CHICAMA	PROCEDENTE	OF. 1158-96	96.06.19
87	96.03.30	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	TRUJILLO, VISTA ALEGRE BUENOS AIRES, TUP	PROCEDENTE	OF. 1157-96	96.06.19
88	96.05.08	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	HUANCAQUITO BAJO - DERIVACION	IMPROCEDENTE	OF. 1210-96	96.07.03
89	96.05.08	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	PUERTO PAIJAN, MALABRIGO	IMPROCEDENTE	OF. 1032-96	96.05.31
90	96.05.11	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	CAREAGA CHICAMA	IMPROCEDENTE	OF. 1032-96	96.05.31
91	96.05.15	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	PAIJAN - MALABRIGO	IMPROCEDENTE	OF. 1221-96	96.07.03
92	96.06.20	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	MAZANCA, CHOCOFAN Y CAVOUR - TRUJILLO	PROCEDENTE	OF. 1295-96	96.07.15
93	96.06.27	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	OTUZZO Y ANEXOS	IMPROCEDENTE	OF. 1596-96	96.09.02
94	96.07.03	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	SANTO DOMINGO, QUIRHUAC	PROCEDENTE	OF. 1463-96	96.08.13
95	96.07.11	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	VILLA DEL MAR, CIRO ALEGRIA, EL CORTIJO	PROCEDENTE	OF. 1463-96	96.08.13
96	96.07.13	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	PAIJAN, MALABRIGO, CAROLINA DEL S.I. PAU	IMPROCEDENTE	OF. 1518-96	96.08.19
97	96.07.21	HIDRANDINA S.A.	CHOCQUE DE POSTE	COOP. CABANCA, SINTICO, CHICLIN, CHICA	PROCEDENTE	OF. 1617-96	96.09.02
98	96.07.24	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	SAN JOSE DE TECAPA, CULTAMBO, SANTONTE	IMPROCEDENTE	OF. 1517-96	96.08.19
99	96.08.17	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CONDUCTORES	OTUZZO	PROCEDENTE	OF. 2273-96	96.11.15
100	96.08.19	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	TRAMO RADIAL TS-11 TRUJILLO	PROCEDENTE	OF. 2272-96	96.11.15
101	96.08.26	HIDRANDINA S.A.	CHOCQUE VEHI. INST. ELECTRICAS	EL PORVENIR	PROCEDENTE	OF. 1770-96	96.09.20
102	96.09.10	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	LINA - SAN LUIS Y EL CARMELO	IMPROCEDENTE	OF. 1845-96	96.10.01
103	96.10.02	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	VIRU RRADIAL PAC-I PACAMAYO	PROCEDENTE	OF. 2148-96	96.11.04
104	96.10.26	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	SAMANCO, NEPEÑA, HUAMBACHO, SAN JACIN	PROCEDENTE	OF. 046-96	96.01.08
105	96.11.01	HIDRANDINA S.A.	ROBO DE CABLES	TRUJILLO - SALAVERRY	PROCEDENTE	OF. 1157-96	96.06.19
106	96.11.10	LITZ DEL SUR S.A.	SOBRE TENSION SISTEMA MT	CUADRA 3 DE INONACION MERINO - MIRAFLORES	IMPROCEDENTE	OF. 0184-97	96.01.03
107	96.12.01	LITZ DEL SUR S.A.	DESCARGA DE SECCIONADORES	SANTIAGO DE SURCO, HIGUERETA	PROCEDENTE	OF. 2464-96	96.01.09

FUENTE: MEM.DXIB

ANEXO IV

ESTRUCTURACIÓN DE TARIFAS BASES EN LIMA

TARIFA	Potencia de Punta (US\$/kW/mes)	Energía (mils/kWh)
<b>TARIFA A NIVEL 220 KV (en barra)</b>	<b>5,513</b>	<b>28,01</b>
Recargo por transformación 220/60 kV		
- Costo medio de transformación	0,620	
- Pérdidas de transformación		
. Potencia                   0,44 %	0,024	
. Energía                   0,26 %		0,07
<b>TARIFA EN BARRA DE 60 KV (Transf. 220/60 kV)</b>	<b>6,157</b>	<b>28,08</b>
Recargo por transmisión en línea de 60 kV		
- Costo medio de transmisión 0,02 US\$/kW/Km/mes	0,097	
- Pérdidas de transmisión		
. Potencia                   0,0579 %/Km	0,019	
. Energía                   0,0484 %/Km		0,07
- Kilómetros equivalentes 5,27 Kms		
<b>TARIFA EN BARRA DE 60 KV (Transf. 60/10 kV)</b>	<b>6,273</b>	<b>28,15</b>
Recargo por transformación 220/60 kV		
- Costo medio de transformación	0,801	
- Pérdidas de transformación		
. Potencia                   0,77 %	0,048	
. Energía                   0,45 %		0,13
<b>TARIFA A NIVEL 10 KV</b>	<b>7,122</b>	<b>28,28</b>

TARIFA	Potencia de Punta (US\$/kW/mes)	Potencia Fuera de Punta (US\$/kW/mes)	Energía (mils/kWh)
<b>TARIFA A NIVEL 10 KV</b>	<b>7,122</b>		<b>28,28</b>
Valor Agregado de Distribución MT	2,188		
Factores de expansión:			
- Potencia                   1,0203	0,145		
- Energía                   1,0144			0,41
<b>TARIFAS EN MEDIA TENSION</b>	<b>9,454</b>	<b>2,701</b>	<b>28,69</b>
Valor Agregado de Distribución BT	6,784		
Factores de expansión:			
- Potencia                   1,1498	1,416		
- Energía                   1,1321			3,79
<b>TARIFAS EN BAJA TENSION</b>	<b>17,654</b>	<b>8,375</b>	<b>32,48</b>

<b>CARGO POR CLIENTE</b>	<b>0,673 US\$/Cliente/mes</b>
--------------------------	-------------------------------

FUENTE: SYNEX, Programa de Garantía Tarifaria, Lima 1993

## ANEXO V

### PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE BARRA PARA EL SICN REGULACIÓN TARIFARIA DE NOVIEMBRE DE 1997 (Resolución No. 022-96-P/CTE de 14.11.96)

#### 1. CALCULO DE LOS PRECIOS BÁSICOS

##### 1.1 Procedimientos de Cálculo

###### a) Energía

Se determinó los costos marginales esperados en el sistema de generación del SICN para los 48 meses de análisis, utilizando los modelos matemáticos y de simulación de despacho JUNRED y JUNTAR. Estos modelos permiten optimizar la operación de sistemas hidrotérmicos con un solo embalse (lago Junín) en etapas mensuales, establecer el valor del agua embalsada mediante programación dinámica estocástica, determinar estrategias de operación del parque generador mediante simulación y calcular los costos marginales esperados en el periodo.

La representación de la demanda agregada del sistema (un solo nodo) se realizó en términos del diagrama de duración mensual de tres bloques, para cada uno de los 48 meses del periodo de estudio. Como consecuencia, los costos marginales esperados resultaron discriminados para cada uno de los tres bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resumió en dos periodos: horas de punta y fuera de punta (media y base).

###### b) Potencia

La unidad de punta más adecuada para suministrar potencia en el Sistema Interconectado Centro Norte es una turbina de gas. El factor de margen de reserva teórico tiene el valor 1,22 y resulta de considerar una reserva teórica del 18 % en el sistema de generación ( $1/(1-0,18)$ ).

##### 1.2 Aplicación y Resultados

###### a) Previsión de la Demanda

Para el periodo 1996-2001 se consideraron las tasas de crecimiento de la demanda propuesta por el COES-SICN. El año 1996 fue elegido como año de demanda base, estimándose la demanda para los meses de setiembre a diciembre a partir de los datos históricos disponibles hasta agosto de 1996. La demanda considerada se resume en el cuadro N° 1

Cuadro No. 1  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SICN  
1996-2001

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	Fact. de Carga %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
1995	1797	110.35	70.2 %		
1996	1774	110.35	71.0 %	-1.3 %	-0.1 %
1997*	2050	12425	69.2 %	15.6 %	12.6 %
1998	2150	13510	71.7 %	4.9 %	8.7 %
1999	2250	14150	71.8 %	4.7 %	4.7 %
2000	2350	14860	72.2 %	4.4 %	5.0 %
2001	2475	15590	71.9 %	5.3 %	4.9 %

(\*) Incorporación de Centromin Perú y Talara desde junio de 1997.

## b) Programación de Obras

El programa de obras empleado para la presente fijación tarifaria se muestra en el cuadro N° 2, el cual corresponde al propuesto por el COES-SICN. Para elegir esta configuración se ha considerado el parque de generación más probable de entrar en servicio durante los próximos cuatro años, para abastecer la demanda de manera económica.

El cuadro N° 3 muestra la capacidad de las plantas consideradas, tanto para las plantas existentes como las previstas en el plan de obras del periodo.

Cuadro No. 2  
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE OBRAS DEL SICN  
1996-2001

Fecha de Ingreso	Proyecto
Nov. 1996	TG x 108 MW Compromiso de Privatización EDEGEL
Feb. 1997	TG x 150 MW Compromiso de Privatización de ETEVENSA
Jun. 1997	Incorporación de centrales de ELECTROANDES (Centromín)
Jun. 1997	Incorporación de centrales de Talara (TG x 45 MW de Malacas)
Jul. 1997	TG x 150 MW Compromiso de Privatización de ETEVENSA
Ene. 1998	TGN x 80 MW Compromiso de Privatización de Talara
Mar. 1998	TGN x 155 MW Aguaytía
Ene. 1999	CH x 26 MW Gallito Ciego
Ene. 1999	CH x 10 MW Curumuy
Jun. 1999	GD x 100 MW Compromiso de Privatización de EGENOR
Ene. 2000	TGN x 150 MW Central de Camisea
Ene. 2001	TGN x 150 MW Central de Camisea

Notas: TG Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2  
TGN Turbinas de Gas operando con Gas Natural  
GD Grupos Diesel operando con Diesel N° 2  
CH Centrales hidráulicas

La incorporación de las centrales de Centromín Perú (ELECTROANDES) a partir de junio de 1997 se da por la separación definitiva de las actividades de Generación y Minería que actualmente realizan Centromín Perú a partir de la venta de dichas centrales.

Se prevé que en junio de 1997 se encuentre en operación la L.T. en 220 KV "Talara-Piura Oeste", la cual permitirá incorporar las unidades existentes y futuras de la central de Malacas.

En el caso de la central de Camisea, se considera que la incorporación de los 300 MW de la I Etapa del proyecto se concretarán entre los años 2000 y 2001, debido a las restricciones del sistema de transmisión Mantaro-Lima.

En los cuadros Nos. 3 y 4 se presenta la información disponible de las centrales hidroeléctricas y térmicas, respectivamente, que actualmente operan en el SICN.

En el cuadro N° 3 se observa que la energía media anual disponible en las centrales hidráulicas sin incluir ELECTROANDES, alcanza los 10762 GWh, mientras que el consumo de energía esperado para el año 1996 se estima en 11035 GWh, es decir 273 GWh superior, lo cual en el año medio será cubierto por centrales térmicas. Considerando que en el periodo 1996-2001 no se prevé la incorporación de una central hidráulica, se estima que los incrementos del consumo serán satisfechos por las centrales térmicas actuales y futuras a instalarse.

**Cuadro No. 3**  
**CENTRALES HIDRÁULICAS EXISTENTES EN EL SICN**

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	EGECAHUA	41.5	283.9	78.1	21.1	0.546
Cañón del Pato	EGENOR	135.0	913.3	77.2	43.2	0.868
Carhuaquero	EGENOR	75.0	470.9	71.7	19.5	1.068
Mantaro	ELECTROPERÚ	580.0	4670.0	91.9	89.3	1.804
Restitución	ELECTROPERÚ	200.0	1600.0	91.3	89.3	0.622
Callahuanca	EDEGEL	71.0	531.2	85.4	18.2	1.084
Huampaní	EDEGEL	29.0	146.0	57.5	16.8	0.479
Huinco	EDEGEL	240.0	914.6	43.5	23.3	2.863
Matucana	EDEGEL	120.0	727.3	69.2	14.3	2.331
Moyopampa	EDEGEL	60.0	504.7	96.0	16.9	0.986
Malpaso	ELECTROANDES	44.0	236.8	61.4	66.0	0.185
Oroya	ELECTROANDES	9.0	46.4	58.9	6.3	0.397
Pachachaca	ELECTROANDES	12.0	41.3	39.3	8.4	0.397
Yaupi	ELECTROANDES	100.0	785.1	89.6	24.6	1.157
<b>Total</b>		<b>1716.5</b>		<b>79.0</b>		

Notas: Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES  
La Energía de las centrales hidráulicas determinados según el Plan Referencial y ajustadas con los datos y resultados del Modelo JUNIN.

**Cuadro No. 4**  
**CENTRALES TÉRMICAS EXISTENTES EN EL SICN**

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Rendimiento Unid/kWh
TG Chimbote	EGENOR	58.7	Diesel N° 2	0.338
TG Trujillo	EGENOR	19.9	Diesel N° 2	0.338
TG Piura	EGENOR	22.2	Diesel N° 2	0.338
TG Santa Rosa UTI	EDEGEL	100.3	Diesel N° 2	0.289
TG Santa Rosa BBC	EDEGEL	36.6	Diesel N° 2	0.501
GD Piura	EGENOR	22.4	Diesel N° 2	0.231
GD Chiclayo	EGENOR	17.0	Diesel N° 2	0.231
GD Sullana	EGENOR	7.2	Diesel N° 2	0.241
GD Paita	EGENOR	8.0	Diesel N° 2	0.241
TG Ventanilla 1	ETEVENSA	96.1	Diesel N° 2	0.263
TG Ventanilla 2	ETEVENSA	98.7	Diesel N° 2	0.263
TG Trupal	TRUPAL	11.0	PIAV	0.549
TGN Malacas	TALARA	45.0	Gas Natural	20.000
<b>Total</b>		<b>543.1</b>		

Notas: TG Turbinas de Gas operando con Diesel N° 2  
TGN Turbinas de Gas operando con Gas Natural  
GD Grupos Diesel operando con Diesel N° 2  
PIAV Petróleo Industrial de Alta Viscosidad (500)  
Unid. Kg. para el Diesel N° 2 y el PIAV, pies cúbicos (pc) para el Gas Natural

**c) Costos Variables de Operación (CVT)**

Los costos marginales se han calculado a partir de los costos variables relacionados directamente a la energía producida por cada unidad térmica. Dichos costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).



El Costo Variable Combustible (CVC) representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad térmica para producir una unidad de energía. Se determina como el producto del rendimiento de la unidad por el costo del combustible. Por ejemplo para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible:

$$\text{CVC (US\$/MWh)} = \text{Rendimiento (Kg/kWh)} \times \text{Costo Combustible (US\$/Ton)}$$

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo no asociado directamente al combustible pero en el cual incurre la unidad térmica al producir una unidad de energía. Para evaluar dicho costo se determinó la función de costos totales de las unidades térmicas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas media de operación entre arranques) y a partir de esta función se derivó el CVNC como la variación en la función de costo ante una variación en la energía producida por la unidad.

El cuadro N° 2.5 presenta los precios de combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao al 30 de setiembre de 1996.

Cuadro No. 5  
PRECIO DE COMBUSTIBLES EN LIMA

Detalle	Unidad	Diesel N° 2	Residual N° 6	PIAV
Precio Vigente	S./Galón	1.71	1.10	1.06
Precio Vigente	US\$/Barril	28.57	1 8.38	17.71
Precio Vigente	US\$/Ton.	209.42	121.14	114.73
Densidad	Kg/Galón	3.248	3.612	3.675

Tipo de Cambio: S./US\$ 2.514

En el caso de los combustibles líquidos (Diesel N° 2, Residual N° 6 y PIAV) el precio utilizado considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, agregado el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

En el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras (modelos JUNRED y JUNTAR) se consideró como precios de combustibles líquidos los fijados por Petroperú en sus diversas plantas a nivel nacional, ya que los mismos no superan su valor de paridad máximo.

En el caso del Gas Natural, se considera como precio del combustible en la central, aquel precio determinado en la boca de pozo o planta de separación multiplicado por un factor que considere únicamente las pérdidas de transporte en el ducto que une el pozo a la central. Los peajes por el ducto de transporte serán considerados como costos fijos de las centrales generadoras y no serán incorporados en el costo variable de producción de electricidad.

Debido a que el gas natural por su naturaleza no presenta característica de libre disponibilidad y comercialización como los combustibles líquidos, el valor a adoptar como precio de referencia debe reflejar una señal económica eficiente que promueva la competencia del producto y la adaptación económica del parque generador. Por esta razón en la determinación del precio de referencia del gas natural se considera los contratos de productor a consumidor final que se realicen en condiciones de competencia e igualdad para todos los usuarios y cuyo periodo contractual no sea menor de 15 años.

Para la presente regulación tarifaria se adoptó como referencia al valor del gas natural seco, el precio medio anual proyectado del barril del Residual Fuel Oil (PRFO) al 0.7 % de contenido de Azufre, en la Costa del Golfo de USA, estimado para los próximos 4 trimestres por la revista "Petroleum Market Analysis" de Bonner & Moore Associates Inc. cuyo valor actual es igual a 17,85 US\$/Barril.

En los cuadros N° 6 se muestran los costos variables combustibles y no combustibles de las centrales del SICN. Los costos de los combustibles son los puestos en la central.

**Cuadro N° 6  
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN DEL SICN**

<b>Central</b>	<b>Rendimiento Unid/kWh<sup>1</sup></b>	<b>Combustible US\$/Unid<sup>2</sup></b>	<b>CVC US\$/MWh</b>	<b>CVNC US\$/MWh</b>	<b>CVT US\$/MWh</b>
<b>Máquinas Existentes</b>					
TG Chimbote	0.338	220.0	74.36	2.70	77.06
TG Trujillo	0.338	218.7	73.92	2.70	76.62
TG Piura	0.328	224.0	73.47	2.70	76.17
Santa Rosa UTI	0.289	213.2	61.61	7.07	68.68
Santa Rosa BBC	0.501	213.4	106.91	6.30	113.21
GD D2 N°1 Piura	0.231	224.0	51.74	7.11	58.85
GD D2 N°2 Chiclayo	0.231	223.5	51.63	7.04	58.67
GD D2 N°3 Sullana	0.241	221.5	53.38	7.30	60.68
GD D2 N°4 Paita	0.241	223.7	53.91	7.54	61.45
TG Ventanilla 1	0.262	213.0	55.81	3.32	59.13
TG Ventanilla 2	0.262	213.0	55.81	3.32	59.13
TGN Malacas	20.000	2.052	41.04	2.25	43.29
TV Trupal	0.549	127.1	69.78	8.00	77.78
<b>Máquinas Futuras</b>					
TG EDEGEL	0.271	213.2	57.78	4.10	61.88
TG Ventanilla N° 3	0.230	213.0	48.99	4.00	52.99
TG Ventanilla N° 4	0.230	213.0	48.99	4.00	52.99
GD EGENOR	0.188	219.0	41.17	6.00	47.17
TGN Talara	9.670	2.052	19.84	2.25	22.09
TGN Aguaytía	10.750	1.785	19.19	2.25	21.44
TGN Camisea	10.750	1.785	19.19	2.25	21.44

Notas: 1 El rendimiento para el caso de los combustibles líquidos se expresan en Kg/kWh, mientras que para el gas natural se expresan en p3/kWh.

2 El costo del combustible para el caso de los combustibles líquidos están expresados en US\$/Ton., mientras que para el gas natural se expresa en US\$ por millar de p3 o US\$ por millón de BTU.

Para el caso de la Central Térmica de Talara que utiliza el gas natural seco como combustible, el precio máximo adoptado para dicho gas puesto en la central, en US\$/mpc, será igual a  $0.115 \cdot PRFO$ , es decir igual a  $0.115 \cdot 17.85 = 2.052$  US\$/mpc

Para el caso de las Centrales Térmicas de aguaytía y Camisea que utilizan el gas natural seco como combustible, el precio máximo adoptado para dicho gas puesto en la central, en US\$/mpc, será igual a  $0.10 \cdot PRFO$ , es decir igual a  $1.785$  US\$/mpc.

#### **d) Costo de Racionamiento**

Para el Sistema Interconectado Centro Norte se ha establecido que el costo de racionamiento será de 25,0 centavos de US\$ por kWh.

### **1.3 Precios Básicos de Potencia y Energía**

Los cuadros Nos. 7 y 8 muestran los precios básicos de potencia y energía respectivamente en las barras base del SICN, calculados de acuerdo a lo dispuesto por el Art. 47ª de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El costo básico de potencia se determina como la suma de la inversión anual más los costos fijos de operación y mantenimiento (COYM) de la central de punta. La central de punta de la SICN ha sido definida como una Turbina a Gas de 110,2 MW de potencia efectiva ubicada en Lima.

La inversión anual es igual a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la central de punta (generador más línea de conexión a la red).

El factor de disponibilidad promedio del SICN es igual a 82 %. Por lo tanto la potencia de punta disponible es igual a 90.3 MW (disponibilidad x Potencia Efectiva = 82 % x 110,2 MW)

De acuerdo a los resultados obtenidos hasta ahora, para la máquina seleccionada como unidad de punta, dicho costo anual es igual a 1,233 millones de US\$.

El Precio Básico de Potencia se determina como el cociente del costo básico de potencia entre la potencia de punta disponible. Dicho precio es igual a 84,69 US\$/kW-año.

**Cuadro No. 7**  
**PRECIO BÁSICO DE POTENCIA EN LIMA A NOVIEMBRE 1996**  
(US\$/kW-año)

Costo	Detalle	Generador	Conexión	Costos Fijos		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millón US\$	40.337	4.1860			44.523
2	Millón US\$/Año	5.400	0.520	0.497	1.233	7.650
3	Sin MRT : US\$/kW-año	49.00	4.72	4.51	11.19	69.42
4	Con MRT: US\$/kW-año	59.78	5.76	5.50	13.65	84.69
	Acumulado:US\$/kW-año	59.78	65.54	71.04	84.69	

Notas:

1. Costo de una unidad de 116 MW (ISO) con su respectiva conexión al sistema
2. Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12 %.
3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir el Margen de Reserva Teórico (MRT) del sistema (MRT). La potencia efectiva en Lima es 95 % de la potencia ISO.
4. Costo anual incluyendo el MRT del sistema (1.22)  
El concepto de otros en el Costo Fijo Anual corresponde a los Costos Fijos No Combustibles (CFNC) de la máquina de punta en un año.

El cuadro N° 8 presenta el precio básico de la energía a nivel de la barra base Lima, el cual ha sido determinado de la optimización y simulación de la operación del SICN para los próximos 48 meses.

**Cuadro No. 8**  
**PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA EN LIMA A NOVIEMBRE 1996**  
(mils US\$/kWh)

Año	Mes	Punta	F. Punta	Total	P/FP
1996	Noviembre	54.88	25.50	31.99	2.15

Notas:

De acuerdo a la proyección de la demanda, el 22,1 % del consumo anual de energía se demanda en el bloque de Punta y el Factor de Carga del Sistema SICN es 71 %.

## 2. COSTO DE TRANSMISIÓN

Las obras consideradas del sistema de Transmisión Centro Norte, indicando el tope del sistema, se muestran en el cuadro N° 9

**Cuadro No. 9**  
**SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEL SICN**

<b>Desde Barra</b>	<b>Hacia Barra</b>	<b>Tensión</b>	<b>Sistema</b>
Chiclayo Oeste	Piura Oeste SVC 20 MVAR	220 kV	Secundario
Guadalupe	Chiclayo Oeste SVC 30 MVAR	220 kV	Principal
Trujillo Norte	Guadalupe SVC 20 MVAR	220 kV	Principal
Chimbote 1	Trujillo Norte SVC 40 MVAR	220 kV	Principal
Paramonga	Chimbote 1 35 MVAR Condensadores	220 kV	Principal
Zapallal	Paramonga SVC 20 MVAR	220 kV	Principal
Ventanilla	Zapallal	220 kV	Principal
Chavarría	Ventanilla	220 kV	Principal
Santa Rosa	Chavarría	220 kV	Principal
San Juan 1	Santa Rosa 35 MVA+SVC 30 MVAR	220 kV	Secundario
Independencia	San Juan 2 20 MVA REAC+CS	220 kV	Secundario
Ica	Independencia	220 kV	Secundario
Marcona	Ica	220 kV	Secundario

### 2.1 Factores de Pérdidas

Los factores de pérdidas (en condiciones de operación promedio) para el cálculo de potencia y energía en las diferentes subestaciones a partir de los precios básicos en las barras de referencia se muestra en el cuadro N° 10. Las barras de referencia para el cálculo de los precios básicos de potencia y energía fue la subestación de Santa Rosa 220 kV (Lima).

**Cuadro No. 10**  
**FACTORES DE PÉRDIDAS DEL SICN**

<b>BARRA BASE</b>	<b>POTENCIA</b> Base Santa Rosa	<b>ENERGÍA</b> Base Santa Rosa
Piura Oeste	1.0315	1.0851
Chiclayo Oeste	1.0348	1.0579
Guadalupe	1.0447	1.0636
Trujillo Norte	1.0479	1.0634
Chimbote 1	1.0151	1.0391
Paramonga Nueva	0.9958	1.0136
Zapallal	0.9459	0.9910
Ventanilla	0.9904	0.9949
Chavarría	1.0000	1.0000
Santa Rosa	1.0000	1.0000
San Juan 1	1.0000	1.0000
Independencia	0.9561	0.9830
Ica	0.9747	0.9708
Marcona	0.9785	0.9743
Huallanca	0.9544	0.9639
Mantaro	0.9230	0.9242
Huayucachi	0.9425	0.9424
Pachachaca	0.9659	0.9655
Huancavelica	0.9380	0.9358
Callahuanca	0.9776	0.9789

### 2.2 Peaje por Conexión al Sistema Principal y Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía

Los precios en barra incluyen una componente que representa el costo de la transmisión, peaje de conexión al sistema principal y peaje secundario equivalente en energía en el caso de los sistemas secundarios.

El peaje de conexión al Sistema Principal de Transmisión se obtuvo como la diferencia entre el Costo Total del sistema de transmisión menos el Ingreso Tarifario esperado, dividida entre la demanda máxima del sistema.

El cuadro N° 11 detalla los ingresos tarifarios de potencia y energía del SICN. Los Ingresos Tarifarios (IT) son negativos en su mayoría, sólo algunas líneas contribuyen con un IT positivo para el cálculo del peaje del sistema de transmisión.

**Cuadro No. 11**  
**INGRESOS TARIFARIOS DEL SICN**  
Millón de US\$/Año

Envío	Recepción	Potencia	Energía	Total
Chiclayo Oeste	Piura Oeste SVC 20 MVAR	-0.236	-0.915	-1.151
Guadalupe	Chiclayo Oeste SVC 30 MVAR	-0.114	-0.488	-0.603
Trujillo Norte	Guadalupe SVC 20 MVAR	-0.146	-0.608	-0.755
Chimbote 1	Trujillo Norte SVC 40 MVAR	-0.123	-0.637	-0.760
Paramonga Nueva	Chimbote 1 35 MVAR Condensadores	-0.594	-2.257	-2.852
Zapallal	Paramonga SVC 20 MVAR	-0.464	-1.651	-2.115
Ventanilla	Zapallal	-0.001	0.002	0.001
Chavarría	Ventanilla	0.072	0.072	0.144
Santa Rosa	Chavarría	-0.004	-0.012	-0.016
San Juan 1	Santa Rosa 35 MVA+SVC 30 MVAR	-0.009	0.008	-0.001
Independencia	San Juan 2 20 MVA REAC+CS	-1.006	-1.287	-2.293
Ica	Independencia	0.003	0.000	0.003
Marcona	Ica	-0.029	-0.110	-0.139
Sistema Principal de Transmisión		-1.384	-5.572	-6.956
Sistema Secundario de Transmisión		-1.268	-2.313	-3.580
Total Sistema		-2.262	-7.884	-10.536

El peaje de conexión y los cargos por peaje secundario equivalente en energía se presentan en el Cuadro N° 12.

**Cuadro No. 12**  
**PEAJE DE CONEXIÓN**

Costo Anual	Millón US\$/Año	16.980
Máxima Demanda	MW	18.44
Peaje Unitario	US\$/kW-Año	9.208

**PEAJE SECUNDARIO**

Envío	Recepción	Unitario US\$/kW-año	Acumulado	
			US\$/kW-año	Ctv.US\$/kWh
Chiclayo Oeste	Piura Oeste	28.72	30.81	0.62
	SVC 20 MVAR	2.09		
Independencia	San Juan	32.07	9.61	0.16
	20 MVA REAC+CS	3.53		
Ica	Independencia	9.61	30.90	0.52
Marcona	Ica	21.29		

### 3. TARIFAS EN BARRA

La barra de referencia para la aplicación del precio básico de la energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría a 220 kV).

Lima representa alrededor del 70 % de la demanda del SICN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el precio básico de la potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 kV (San Juan, Santa Rosa o Chavarría), por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SICN.

### 3.1 Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada barra obtenidas expandiendo los respectivos precios básicos con los respectivos factores de pérdidas se muestran en el cuadro N° 13. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión, el tipo de cambio empleado es 2,36 S./US\$.

Cuadro No. 13  
TARIFAS TEÓRICAS DEL SICN - MAYO 1996

BARRA	PPM US\$/kW-mes	PCSPT US\$/kW-mes	PPB US\$/kW-mes	CPSEE CtvUS\$/kWh	PEMP CtvUS\$/kWh	PEMF CtvUS\$/kWh
Piura Oeste	6.91	0.73	7.63	0.52	5.85	2.72
Chiclayo Oeste	6.93	0.73	7.66		5.81	2.70
Guadalupe	7.00	0.73	7.72		5.84	2.71
Trujillo Norte	7.02	0.73	7.74		5.84	2.71
Chimbote I	6.80	0.73	7.52		5.70	2.65
Paramonga Nueva	6.68	0.73	7.40		5.56	2.58
Zapallal	6.60	0.73	7.33		5.44	2.58
Ventanilla	6.64	0.73	7.36		5.46	2.54
Chavarría	6.70	0.73	7.42		5.49	2.55
Santa Rosa	6.70	0.73	7.42		5.49	2.65
San Juan I	6.70	0.73	7.42		5.49	2.55
Independencia	6.47	0.73	7.20		5.28	2.48
Ica	6.53	0.73	7.25	0.16	5.33	2.48
Marcona	6.55	0.73	7.28	0.52	5.35	2.48
Huallanca	6.39	0.73	7.12		5.45	2.53
Mantaro	6.18	0.73	6.91		5.07	2.36
Huayucachi	6.31	0.73	7.04		5.17	2.40
Pachachaca	6.47	0.73	7.20		5.30	2.45
Huancavelica	6.27	0.73	7.00		5.14	2.38
Callahuanca	6.55	0.73	7.27		5.36	2.49

Tipo de Cambio	2.514 S./US\$	F.C.	71,0 %	% EHP	22,0
----------------	---------------	------	--------	-------	------

Notas:	PPM	Precio de Potencia Marginal
	PCSPT	Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión
	PPB	Precio de Potencia en Barra
	CPSEE	Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía
	PEMP	Precio de Energía Marginal en Horas de Punta
	PEMF	Precio de Energía Marginal en Horas Fuera de Punta
	F.C.	Factor de Carga Anual del Sistema
	%EHP	Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años
	Promedio	Costo Medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del Sistema.
		Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMFP * (1 - \%EHP) + CPSEE$

En el cuadro N° 14 se muestra la composición del precio promedio en la barra Lima (subestaciones Chavarría, Santa Rosa y San Juan al nivel de tensión de 220 kV). En dicho cuadro se puede apreciar que la potencia en barra constituye el 31,22 % del precio total.

**Cuadro No. 14**  
**COMPOSICIÓN DEL PRECIO PROMEDIO EN LIMA**

Detalle	PPB	PEBP	PEBF
Composición	31,22 %	26,07 %	42,71 %

Notas: PPB Precio de Potencia en Barra  
PEBP Precio de Energía de Punta en Barra  
PEBF Precio de Energía Fuera de Punta en Barra

### 3.2 Comparación con el Precio Promedio Ponderado de los Usuarios Libres

A fin de cumplir con la disposición del artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas y artículo 129° de su Reglamento es necesario comparar los precios teóricos con el precio promedio ponderado del mercado libre.

El precio libre promedio ponderado ha resultado igual a 10,065 Ctno.S/./kWh. De conformidad al artículo 129°, inciso c) del Reglamento, al aplicarse a dicho mercado los precios teóricos calculados en el numeral 2.3.1, el precio ponderado resultante es 9,565 Ctno.S/./kWh. La relación entre ambos precios resulta 0,950. Esta relación demuestra que los precios teóricos no difieren en más del 10% de los precios libres vigentes, razón por la cual las tarifas teóricas califican como Tarifas en Barra definitivas.

El cuadro N° 15 muestra el resultado final de la comparación entre precios teóricos y libres.

**Cuadro No. 15**  
**COMPARACIÓN PRECIO LIBRE VS PRECIO TEÓRICO**  
Valores del último Semestre

Empresas	Venta de Energía		Facturación: Millón Soles		Precio Medio: CtnoS/kWh		Comparación Teórico/Libre
	GWh	Participación	Libre	Teórico	Libre	Teórico	
Edelnor	413.877	29.2 %	43.630	42.984	10.542	10.386	-1.48 %
Luz del Sur	224.801	15.9 %	21.913	20.940	9.748	9.315	-4.64 %
Electro Centro	85.951	4.7 %	7.182	6.698	10.890	10.156	-6.74 %
Edegel	20.640	1.5 %	1.538	1.416	7.452	6.860	-7.93 %
Electro Sur Medio	18.491	1.3 %	2.068	2.227	11.184	12.044	+7.69 %
Hidrandina	47.459	3.4 %	8.185	6.231	13.032	13.129	+0.74 %
UEN-Huacho	14.498	1.0 %	1.624	1.564	11.202	10.788	-8.69 %
Clientes ELP	388.287	27.4 %	36.639	33.015	9.436	8.503	-9.83 %
Clientes EGENOR	204.728	14.5 %	19.817	18.138	9.680	8.860	-8.47 %
Clientes CAHUA	17.207	1.2 %	1.924	2.239	11.117	12.937	+16.37 %
<b>Total</b>	<b>1416.049</b>	<b>100.0 %</b>	<b>142.520</b>	<b>135.452</b>	<b>10.065</b>	<b>9.565</b>	<b>-4.96 %</b>

### RESUMEN COMPARACIÓN PRECIO LIBRE VS PRECIO TEÓRICO

Precio Libre	10.065	Céntimo S/./kWh
Precio Teórico	9.565	Céntimo S/./kWh
Comparación	0.950	Teórico/Libre
Factor de Ajuste	1.000	

En el cuadro N° 16 se muestra la composición del precio libre teórico para el promedio de clientes libres. En él se aprecia que la potencia en barra constituye el 21,01 % del precio total, lo cual es inferior a la influencia de dicho rubro en el mercado regulado (Cuadro N° 14).

Cuadro No. 16  
COMPOSICIÓN DEL PRECIO LIBRE TEÓRICO

Detalle	PPB	PEBP	PEBF
Composición	21.01 %	19.72 %	59.27 %

### 3.3 Tarifas en Barra

Considerando la conclusión del punto anterior, las tarifas del cuadro N° 13 constituyen las Tarifas en Barra aplicables en la presente fijación de tarifas.

El Cuadro N° 17 contiene las tarifas en barra, expresadas en nuevos soles, utilizando un tipo de cambio de 2,514 S./US\$ y precios de transmisión (principal y secundario) vigentes al 30 de setiembre de 1996.

Cuadro No. 17  
TARIFAS DE BARRA DEL SICN - MAYO 1996

BARRA	PPM S./kW-mes	PCSPT S./kW-mes	PPB S./kW-mes	CPSEE CtmoS./kWh	PEMP CtmoS./kWh	PEMF CmoS./kWh
Piura Oeste	17.37	1.83	19.19	1.30	14.70	6.83
Chiclayo Oeste	17.42	1.83	19.25		14.60	6.78
Guadalupe	17.59	1.83	19.42		14.67	6.82
Trujillo Norte	17.64	1.83	19.47		14.67	6.82
Chimbote I	17.09	1.83	18.92		14.34	6.66
Paramonga Nueva	16.78	1.83	18.61		13.98	6.50
Zapallal	16.60	1.83	18.43		13.67	6.35
Ventanilla	16.68	1.83	18.51		13.73	6.38
Chavarría	16.84	1.83	18.66		13.80	6.41
Santa Rosa	16.84	1.83	18.66		13.80	6.41
San Juan I	16.84	1.83	18.66		13.80	6.41
Independencia	16.26	1.83	18.09		13.29	6.17
Ica	16.41	1.83	18.24	0.40	13.40	6.22
Marcona	16.48	1.83	18.30	1.30	13.44	6.25
Huallanca	16.07	1.83	17.90		13.71	6.37
Mantaro	15.54	1.83	17.37		12.75	5.92
Huayucachi	15.87	1.83	17.70		13.00	6.04
Pachachaca	16.26	1.83	18.09		13.32	6.19
Huancavelica	15.76	1.83	17.59		12.91	6.00
Callahuanca	16.46	1.83	18.29		13.48	6.26

Tipo de Cambio 2.514 S./US\$	F.C. 71,0 %	% EHP 22,1
------------------------------	-------------	------------

Notas: PPM Precio de Potencia Marginal  
 PCSPT Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión (Fijado en mayo de cada año)  
 PPB Precio de Potencia en Barra  
 CPSEE Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía (Fijado en mayo de cada año)  
 PEMP Precio de Energía Marginal en Horas de Punta  
 PEMF Precio de Energía Marginal en Horas Fuera de Punta  
 F.C. Factor de Carga Anual del Sistema  
 %EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años  
 Promedio Costo Medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del Sistema.  
 Promedio =  $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMFP * (1 - \%EHP) + CPSEE$



**ANEXO VI**  
**PLIEGO TARIFARIO PARA LA EMPRESA ELECTROLIMA S.A. - LIMA METROPOLITANA**  
**AÑO 1993**

<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSIÓN</b>		<b>UNIDAD</b>	<b>MAY O</b>	<b>JUNIO</b>	<b>JULIO</b>	<b>AGOSTO</b>	<b>SEPTBRE</b>	<b>NOVRE</b>
<b>TARIFA MT2: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	2,79	3,03	3,17	3,35	3,42	2,82	
Cargo por Energía en punta	Cent.S./kWh	4,88	5,28	5,53	5,84	5,97	9,90	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S./kWh	4,88	5,28	5,53	5,84	5,97	4,95	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	S./kW-mes	13,55	14,68	15,37	16,23	16,57	18,99	
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	S./kW-mes	2,27	2,46	2,58	2,72	2,78	4,80	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,12	2,31	2,41	2,55	2,60	2,55	
<b>TARIFA MT3: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	1,94	2,07	2,15	2,27	2,32	1,94	
Cargo por Energía en punta	Cent.S./kWh	4,88	5,28	5,53	5,84	5,97	10,00	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S./kWh	5,05	5,34	5,53	5,84	5,97	5,01	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes:								
Presentes en punta	S./kW-mes	10,62	11,51	12,05	12,72	12,99	15,40	
Fuera de punta	S./kW-mes	6,95	7,35	7,61	8,04	8,21	9,66	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,15	2,31	2,41	2,55	2,60	2,58	
<b>TARIFA MT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	2,01	2,14	2,22	2,32	2,35	1,85	
Cargo por Energía	Cent.S./kWh	5,15	5,51	5,71	5,84	6,03	6,12	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes:								
Presentes en punta	S./kW-mes	10,62	11,51	12,05	12,72	12,99	14,58	
Fuera de punta	S./kW-mes	7,45	7,90	8,10	8,37	8,37	9,28	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,24	2,40	2,49	2,60	2,63	2,46	
<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSIÓN (HASTA 440 VOLTIOS)</b>								
<b>TARIFA BT2: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	2,79	3,03	3,17	3,35	3,42	2,59	
Cargo por Energía en punta	Cent.S./kWh	5,52	5,98	6,26	6,61	6,75	10,88	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S./kWh	5,52	5,98	6,26	6,61	6,75	5,45	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	S./kW-mes	25,85	28,01	29,33	30,98	31,62	34,77	
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	S./kW-mes	7,05	7,64	8,00	6,45	8,62	13,56	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,12	2,30	2,41	2,55	2,60	2,34	
<b>TARIFA BT3: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	1,91	2,05	2,15	2,27	2,32	1,69	
Cargo por Energía en punta	Cent.S./kWh	5,52	5,98	6,26	6,61	6,75	10,45	
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.S./kWh	5,62	5,98	6,26	6,61	6,75	5,23	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes:								
Presentes en punta	S./kW-mes	21,20	22,97	24,06	25,40	25,94	30,66	
Fuera de punta	S./kW-mes	14,24	15,15	15,87	16,76	17,11	20,43	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,14	2,30	2,41	2,55	2,60	2,25	
<b>TARIFA BT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	2,01	2,14	2,22	2,32	2,35	1,66	
Cargo por Energía	Cent.S./kWh	5,83	6,24	6,46	6,65	6,82	6,60	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes:								
Presentes en punta	S./kW-mes	21,20	22,97	24,06	25,40	25,94	30,08	
Fuera de punta	S./kW-mes	15,54	16,47	16,88	17,45	17,45	20,20	
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.S./kVArh	2,24	2,40	2,48	2,60	2,63	2,21	
<b>TARIFA BT4-AP TARIFA DE ALUMBRADO PÚBLICO - 1E1P</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	1,55	1,71	1,79	1,90	2,01	1,45	
Cargo por Energía	Cent.S./kWh	4,50	4,95	5,20	5,51	5,84	5,75	
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída	S./kW-mes	23,43	25,77	27,04	28,66	30,39	30,77	
<b>TARIFA BT5: TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA NO RESIDENCIAL</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	1,14	1,20	1,22	1,29	1,32	0,99	
Cargo por Energía	Cent.S./kWh	13,47	14,10	14,41	15,22	15,54	16,26	
<b>TARIFA BT5: TARIFA SOCIAL RESIDENCIAL</b>								
Cargo mínimo con derecho a consumo mensual de 30 kWh	S./cliente	2,06	2,27	2,38	2,52	2,67	1,16	
<b>TARIFA BT5: TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA RESIDENCIAL</b>								
Cargo mínimo con derecho a consumo mensual de 30 kWh	S./mes	3,23	3,55	3,73	3,95	4,19	*10,10	
De 31 a 100 kWh	Cent.S./kWh	5,31	5,84	6,13	6,50	6,89	6,89	
De 101 a 150 kWh	Cent.S./kWh	7,89	8,68	9,11	9,66	10,24	10,24	
De 151 a 300 kWh	Cent.S./kWh	9,47	10,42	10,94	11,60	12,30	12,30	
De 301 a 500 kWh	Cent.S./kWh	16,93	18,62	19,55	20,72	21,96	21,96	
De 501 a 650 kWh	Cent.S./kWh	19,94	22,44	21,92	24,28	24,09	25,74	
De 651 a 1000 kWh	Cent.S./kWh	14,11	14,96	15,33		15,85		
Exceso	Cent.S./kWh	14,11	14,96	15,33	15,85	15,85	16,80	
<b>TARIFA BT6: TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FIJA</b>								
Cargo Fijo mensual	S./cliente	0,87	0,95	0,88	0,93	0,96	0,74	
Cargo por potencia	S./Watt-mes	4,11	4,47	4,15	4,38	4,52	4,81	

FUENTE: ELECTROLIMA

A partir de esta fecha, el consumo de 1 a 30 kWh, se factura en S./kWh

ANEXO VI-1

PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELECTROLIMA, EDELNOR Y LUZ DEL SUR - LIMA METROPOLITANA

AÑO 1994

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	ENERO	FEBRERO	MAYO	AGOSTO		OCTUBRE		NOVIEMBRE	
			ELM	ELM	ELM	Edelnor	LDS	Edelnor	LDS	Edelnor	LDS
<b>TARIFA MT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	3,00	3,10	3,10	3,24	3,24	3,38	3,38	3,35	3,35
	Cargo por Energía en punta	Cent.SI/kWh	10,51	10,97	10,97	10,67	10,68	10,77	10,79	12,80	12,82
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.SI/kWh	5,26	5,49	5,49	5,33	5,34	5,39	5,40	5,12	5,13
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	SI/kW-mes	20,17	20,60	20,60	21,02	21,08	21,77	21,83	22,35	22,41
	Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	SI/kW-mes	5,10	5,30	5,30	5,71	5,71	5,88	5,88	5,84	5,84
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFA MT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	2,04	2,11	2,11	2,20	2,20	2,30	2,30	2,27	2,27
	Cargo por Energía en punta	Cent.SI/kWh	10,51	10,97	10,97	10,67	10,68	10,77	10,79	12,80	12,82
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.SI/kWh	5,26	5,49	5,49	5,33	5,34	5,39	5,40	5,12	5,13
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	SI/kW-mes	16,55	16,93	16,93	17,37	17,41	17,98	18,02	18,39	18,44
	Fuera de punta	SI/kW-mes	9,94	10,22	10,22	10,64	10,66	10,99	11,01	11,14	11,16
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFA MT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	2,04	2,11	2,11	2,20	2,20	2,30	2,30	2,27	2,27
	Cargo por Energía	Cent.SI/kWh	6,74	7,04	7,04	6,87	6,88	6,94	6,95	7,34	7,35
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	SI/kWmes	16,55	16,93	16,93	17,37	17,41	17,98	18,02	18,39	18,44
	Fuera de punta	SI/kW-mes	9,94	10,22	10,22	10,64	10,66	10,99	11,01	11,14	11,16
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSIÓN (HASTA 440 VOLTIOS)</b>											
<b>TARIFA BT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	3,00	3,10	3,10	3,24	3,24	3,38	3,38	3,35	3,35
	Cargo por Energía en punta	Cent.SI/kWh	12,61	13,17	13,17	12,80	12,82	12,93	12,95	15,36	15,39
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.SI/kWh	6,31	6,59	6,59	6,40	6,41	6,46	6,47	6,15	6,16
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	SI/kW-mes	40,29	41,57	41,57	43,55	43,63	44,97	45,05	45,49	45,57
	Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	SI/kW-mes	15,72	16,47	16,47	17,93	17,93	18,44	18,44	18,26	18,26
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFA BT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	2,04	2,11	2,11	2,20	2,20	2,30	2,30	2,27	2,27
	Cargo por Energía en punta	Cent.SI/kWh	12,61	13,17	13,17	12,80	12,82	12,93	12,95	15,36	15,39
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.SI/kWh	6,31	6,59	6,59	6,40	6,41	6,46	6,47	6,15	6,16
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	SI/kW-mes	38,08	39,34	39,34	41,34	41,41	42,67	42,74	43,09	43,16
	Fuera de punta	SI/kW-mes	24,00	24,94	24,94	26,60	26,63	27,42	27,44	27,46	27,49
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFA BT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	2,04	2,11	2,11	2,20	2,20	2,30	2,30	2,27	2,27
	Cargo por Energía	Cent.SI/kWh	8,09	8,44	8,44	8,24	8,26	8,33	8,34	8,80	8,82
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	SI/kW-mes	38,08	39,34	39,34	41,34	41,41	42,67	42,74	43,09	43,16
	Fuera de punta	SI/kW-mes	24,00	24,94	24,94	26,60	26,63	27,42	27,44	27,46	27,49
	Alumbrado Público	SI/kW-mes	44,70	44,70	44,70	46,83	46,91	48,36	48,44	48,92	49,00
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.SI/kVArh	2,71	2,73	2,73	2,77	2,77	2,82	2,82	2,81	2,81
<b>TARIFA BT4-AP</b> TARIFA DE ALUMBRADO PÚBLICO - 1E1P											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	2,04								
	Cargo por Energía	Cent.SI/kWh	8,09								
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída	SI/kW-mes	43,32								
<b>TARIFA BT5:</b> TARIFA SOCIAL RESIDENCIAL											
	Cargo Fijo Mensual	SI/Cliente	1,16								
	De 1 a 30 kWh	Cent.SI/kWh	18,92								
<b>TARIFA BT5:</b> TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA RESIDENCIAL											
	Cargo Fijo Mensual	SI/Cliente	1,16								
	De 1 a 30 kWh	Cent.SI/kWh	18,92								
	De 31 a 1000 kWh	Cent.SI/kWh	18,92								
<b>TARIFA BT5:</b> TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA*											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	1,16	1,20	1,20	1,25	1,25	1,31	1,31	1,29	1,29
	Cargo por Energía	Cent.SI/kWh	18,92	19,62	19,62	19,95	19,99	20,42	20,45	21,03	21,07
<b>TARIFA BT6:</b> TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FIJA											
	Cargo Fijo mensual	SI/Cliente	1,16	1,20	1,20	1,25	1,25	1,31	1,31	1,29	1,29
	Cargo por potencia	SI/Watt-mes	7,57	7,85	7,85	7,98	7,99	8,17	8,18	8,41	8,43

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

\* Para los meses de enero y febrero de 1984, es Tarifa para clientes con medición simple de Energía No Residencial.

**ANEXO VI-2  
PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS EDELNOR Y LUZ DEL SUR - LIMA METROPOLITANA  
AÑO 1995**

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	ENERO		MARZO		ABRIL		MAYO		NOVIEMBRE	
		EdeInor	Luz del Sur	EdeInor	Luz del Sur	EdeInor	Luz del Sur	EdeInor	Luz del Sur	EdeInor	Luz del Sur
<b>TARIFA MT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	3,37	3,37	3,37	3,37	3,49	3,49	3,49	3,49	3,57	3,57
Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	12,80	12,82	12,80	12,82	12,80	12,82	14,40	14,42	14,27	14,29
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	5,12	5,13	5,12	5,13	5,12	5,13	5,77	5,77	6,72	6,72
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	22,52	22,58	22,52	22,58	22,77	22,83	22,73	22,79	23,22	23,27
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	6,01	6,01	6,01	6,01	6,25	6,25	6,25	6,25	6,73	6,73
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFA MT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,29	2,29	2,29	2,29	2,37	2,37	2,37	2,37	2,42	2,42
Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	12,80	12,82	12,80	12,82	12,80	12,82	14,40	14,42	14,27	14,29
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	5,12	5,13	5,12	5,13	5,12	5,13	5,77	5,77	6,72	6,72
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	18,58	18,62	18,58	18,62	18,83	18,88	18,80	18,85	19,30	19,34
Fuera de punta	\$/kW-mes	11,32	11,34	11,32	11,34	11,57	11,59	11,55	11,57	12,04	12,06
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFA MT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,29	2,29	2,29	2,29	2,37	2,37	2,37	2,37	2,42	2,42
Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	7,34	7,35	7,23	7,18	7,23	7,18	8,13	8,07	8,79	8,74
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	18,58	18,62	18,58	18,62	18,83	18,88	18,80	18,85	19,30	19,34
Fuera de punta	\$/kW-mes	11,32	11,34	11,32	11,34	11,57	11,59	11,55	11,57	12,04	12,06
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSIÓN (HASTA 440 VOLTIOS)</b>											
<b>TARIFA BT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	3,37	3,37	3,37	3,37	3,49	3,49	3,49	3,49	3,57	3,57
Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	15,36	15,39	15,36	15,39	15,36	15,39	17,28	17,31	17,13	17,15
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	6,15	6,16	6,15	6,16	6,15	6,16	6,92	6,93	8,06	8,07
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	46,32	46,39	46,32	46,39	47,29	47,36	47,24	47,31	49,40	49,46
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	18,87	18,87	18,87	18,87	19,54	19,54	19,54	19,54	21,09	21,09
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFA BT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,29	2,29	2,29	2,29	2,37	2,37	2,37	2,37	2,42	2,42
Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	15,36	15,39	15,36	15,39	15,36	15,39	17,28	17,31	17,13	17,15
Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	6,15	6,16	6,15	6,16	6,15	6,16	6,92	6,93	8,06	8,07
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	43,93	43,99	43,93	43,99	44,90	44,96	44,86	44,92	47,03	47,08
Fuera de punta	\$/kW-mes	28,15	28,18	28,15	28,18	28,93	28,95	28,91	28,94	30,70	30,72
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFA BT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,29	2,29	2,29	2,29	2,37	2,37	2,37	2,37	2,42	2,42
Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	8,80	8,82	8,67	8,61	8,67	8,61	9,76	9,69	10,54	10,48
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	43,93	43,99	43,93	43,99	44,90	44,96	44,86	44,92	47,03	47,08
Fuera de punta	\$/kW-mes	28,15	28,18	28,15	28,18	28,93	28,95	28,91	28,94	30,70	30,72
Alumbrado Público	\$/kW-mes	49,80	49,89	49,80	49,89	50,85	50,93	50,79	50,87	53,12	53,18
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVArh	2,76	2,76	2,76	2,76	2,85	2,85	2,85	2,85	2,83	2,83
<b>TARIFA BT5:</b> TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA-1E											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,30	1,30	1,30	1,30	1,35	1,35	1,35	1,35	1,38	1,38
Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	21,25	21,29	21,12	21,08	21,39	21,34	22,46	22,41	23,82	23,78
<b>TARIFA BT6:</b> TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FLUA											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,30	1,30	1,30	1,30	1,35	1,35	1,35	1,35	1,38	1,38
Cargo por potencia	\$/Watt-mes	8,50	8,51	8,45	8,43	8,55	8,54	8,98	8,96	9,53	9,51

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

**ANEXO VI-3  
PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS EDELNOR Y LUZ DEL SUR - LIMA METROPOLITANA  
AÑO 1996**

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSIÓN	UNIDAD	MAYO		JULIO		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		Edelnor	Luz del Sur	Edelnor	Luz del Sur	Edelnor	Luz del Sur	Edelnor	Luz del Sur	Edelnor	Luz del Sur
<b>TARIFA MT2: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	3,76	3,76	3,83	3,83	3,93	3,93	3,89	3,89	3,97	3,97
Cargo por Energía en punta	Cent\$/kWh	14,48	14,50	15,04	15,07	15,81	15,83	15,64	15,66	17,00	17,03
Cargo por Energía fuera de punta	Cent\$/kWh	7,79	7,80	8,09	8,11	8,51	8,52	7,26	7,27	7,90	7,91
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	24,19	24,24	24,79	24,86	25,34	25,51	28,50	28,58	28,73	28,81
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	7,00	7,00	7,09	7,09	7,16	7,16	7,10	7,10	7,15	7,15
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFA MT3: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,55	2,55	2,60	2,60	2,67	2,67	2,64	2,64	2,70	2,70
Cargo por Energía en punta	Cent\$/kWh	14,48	14,50	15,04	15,07	15,81	15,83	15,64	15,66	17,00	17,03
Cargo por Energía fuera de punta	Cent\$/kWh	7,79	7,80	8,09	8,11	8,51	8,52	7,26	7,27	7,90	7,91
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	20,11	20,15	20,59	20,64	21,02	21,07	23,36	23,42	23,55	23,60
Fuera de punta	\$/kW-mes	12,54	12,55	12,79	12,82	13,20	13,04	13,97	14,00	14,08	14,10
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFA MT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,55	2,55	2,60	2,60	2,67	2,67	2,64	2,64	2,70	2,70
Cargo por Energía	Cent\$/kWh	9,55	9,46	9,91	9,83	10,42	10,33	9,46	9,35	10,28	10,16
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	20,11	20,15	20,59	20,64	21,02	21,07	23,36	23,42	23,55	23,60
Fuera de punta	\$/kW-mes	12,54	12,55	12,79	12,82	13,02	13,04	13,97	14,00	14,08	14,10
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSIÓN (HASTA 440 VOLTIOS)</b>											
<b>TARIFA BT2: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	3,76	3,76	3,83	3,83	3,93	3,93	3,89	3,89	3,97	3,97
Cargo por Energía en punta	Cent\$/kWh	17,38	17,40	18,05	18,08	18,97	19,00	18,77	18,79	20,41	20,44
Cargo por Energía fuera de punta	Cent\$/kWh	9,35	9,36	9,71	9,73	10,21	10,22	8,72	8,73	9,48	9,49
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	51,33	51,40	52,34	52,43	53,24	53,32	56,83	56,93	57,29	57,38
Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	21,85	21,85	22,12	22,12	22,35	22,35	22,11	22,11	22,29	22,29
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFA BT3: TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,55	2,55	2,60	2,60	2,67	2,67	2,64	2,64	2,70	2,70
Cargo por Energía en punta	Cent\$/kWh	17,38	17,40	18,05	18,08	18,97	19,00	18,77	18,79	20,41	20,44
Cargo por Energía fuera de punta	Cent\$/kWh	9,35	9,36	9,71	9,73	10,21	10,22	8,72	8,73	9,48	9,49
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	48,86	48,92	49,79	49,86	50,62	50,69	53,70	53,78	54,13	54,21
Fuera de punta	\$/kW-mes	31,85	31,88	32,37	32,40	32,82	32,85	33,81	33,84	34,08	34,11
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFA BT4: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,55	2,55	2,60	2,60	2,67	2,67	2,64	2,64	2,70	2,70
Cargo por Energía	Cent\$/kWh	11,46	11,35	11,90	11,79	12,51	12,39	11,35	11,22	12,34	12,20
Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	48,86	48,92	49,79	49,86	50,62	50,69	53,70	53,78	54,13	54,21
Fuera de punta	\$/kW-mes	31,85	31,88	32,37	32,40	32,82	32,85	33,81	33,84	34,08	34,11
Alumbrado Público	\$/kW-mes	55,20	55,27	56,28	56,37	57,25	57,34	61,11	61,21	61,60	61,70
Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent\$/kVAh	2,99	2,99	3,08	3,08	3,17	3,17	3,25	3,25	3,26	3,26
<b>TARIFA BT5: TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA-1E</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,45	1,45	1,48	1,48	1,52	1,52	1,50	1,50	1,53	1,53
Cargo por Energía	Cent\$/kWh	25,26	25,17	25,97	25,88	26,82	26,73	26,63	26,52	27,74	27,62
<b>TARIFA BT6: TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FIJA</b>											
Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,45	1,45	1,48	1,48	1,52	1,52	1,50	1,50	1,53	1,53
Cargo por potencia	\$/Watt-mes	10,10	10,07	10,39	10,35	10,73	10,69	10,65	10,61	11,10	11,05

FUENTE: COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

## ANEXO VI-4

## PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS EDELNOR Y LUZ DEL SUR - LIMA METROPOLITANA

AÑO 1997

TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN MEDIA TENSION		UNIDAD	MAYO		AGOSTO		SEPTIEMBRE	
			Edelnor	LDS	Edelnor	LDS	Edelnor	LDS
<b>TARIFA MT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	4,02	4,02	4,11	4,11	4,12	4,12
	Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	15,99	16,01	15,99	16,01	15,92	15,94
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	7,27	7,28	7,27	7,28	7,24	7,25
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	27,90	27,98	28,31	28,39	28,00	28,08
	Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	7,15	7,15	7,20	7,20	7,22	7,22
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFA MT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,73	2,73	2,79	2,79	2,80	2,80
	Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	15,99	16,01	15,99	16,01	15,92	15,94
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	7,27	7,28	7,27	7,28	7,24	7,25
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	22,93	22,98	23,25	23,30	23,02	23,08
	Fuera de punta	\$/kW-mes	13,82	13,84	13,98	14,01	13,90	13,92
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFA MT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,73	2,73	2,79	2,79	2,80	2,80
	Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	9,56	9,43	9,56	9,43	9,52	9,39
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	22,93	22,98	23,25	23,30	23,02	23,08
	Fuera de punta	\$/kW-mes	13,82	13,84	13,98	14,01	13,90	13,92
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFAS PARA SUMINISTROS CON ALIMENTACIÓN A TENSIONES NOMINALES EN BAJA TENSION (HASTA 440 VOLTIOS)</b>								
<b>TARIFA BT2:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS-2E2P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	4,02	4,02	4,11	4,11	4,12	4,12
	Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	19,18	19,21	19,18	19,21	19,10	19,13
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	8,73	8,74	8,73	8,74	8,69	8,70
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída en horas de punta	\$/kW-mes	56,30	56,39	56,98	57,07	56,66	56,76
	Cargo por exceso de Potencia en horas fuera de punta	\$/kW-mes	22,30	22,30	22,48	22,48	22,54	22,54
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFA BT3:</b> TARIFA HORARIA CON MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-2E1P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,73	2,73	2,79	2,79	2,80	2,80
	Cargo por Energía en punta	Cent.\$/kWh	19,18	19,21	19,18	19,21	19,10	19,13
	Cargo por Energía fuera de punta	Cent.\$/kWh	8,73	8,74	8,73	8,74	8,69	8,70
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	53,27	53,35	53,90	53,98	53,64	53,72
	Fuera de punta	\$/kW-mes	33,77	33,80	34,12	34,15	34,06	34,09
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFA BT4:</b> TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA Y UNA POTENCIA CONTRATADA-1E1P								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	2,73	2,73	2,79	2,79	2,80	2,80
	Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	11,48	11,32	11,48	11,32	11,43	11,27
	Cargo por Potencia contratada o Máxima demanda leída para clientes: Presentes en punta	\$/kW-mes	53,27	53,35	53,90	53,98	53,64	53,72
	Fuera de punta	\$/kW-mes	33,77	33,80	34,12	34,15	34,06	34,09
	Alumbrado Público	\$/kW-mes	60,54	60,64	61,26	61,36	60,93	61,03
	Cargo por Energía reactiva que exceda del 30 % del total de la energía activa	Cent.\$/kVAh	3,34	3,34	3,26	3,26	3,26	3,26
<b>TARIFA BT5:</b> TARIFA PARA CLIENTES CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA-1E								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,55	1,55	1,59	1,59	1,59	1,59
	Cargo por Energía	Cent.\$/kWh	26,61	26,47	26,79	26,66	26,66	26,52
<b>TARIFA BT6:</b> TARIFA PARA CLIENTES A PENSIÓN FIJA								
	Cargo Fijo mensual	\$/cliente	1,55	1,55	1,59	1,59	1,59	1,59
	Cargo por potencia	\$/Watt-mes	10,64	10,60	10,72	10,66	10,66	10,61

FUENTE: EDELNOR S.A. Y LUZ DEL SUR S.A.

ANEXO VII

**ESTADÍSTICA DE COSTO DE CONEXIÓN POR EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN**

EMPRESA	CONEXIÓN MONOFÁSICA (BT5/BT6; HASTA 6 KW)		CONEXIÓN TRIFÁSICA (BT5; HASTA 10 KW)	
	AÉREA	SUBTERRÁNEA	AÉREA	SUBTERRÁNEA
COELVISA	(1)	(1)	(1)	(1)
EDECAÑETE S.A.	350	600	380	650
EDECHANCA Y S.A. (3)	372		547	
EDELNOR S.A.	398	602	573	774
ELECTROCENTRO S.A.	260		439	
ELECTRO NOROESTE S.A.	202	625	336	775
ELECTRO NORTE S.A.	180	641	272	744
ELECTRO ORIENTE S.A.	308	921	520	1112
ELECTRO SUR S.A.	335		721	
ELECTRO SUR ESTE S.A.	204		407	
ELECTRO SURMEDIO S.A.	268	314	528	576
ELECTRO UCAYALI S.A.	272	Interesado	Interesado	Interesado
EMP. SERV. ELEC. MUNIC. PARAMONGA-EMSEMSA	(2)	(2)	(2)	(2)
HIDRANDINA S.A.	288	696	414	728
LUZ DEL SUR S.A.	397	697	633	867
MUNIC. PROV. YAULI LA OROYA	(2)	(2)	(2)	(2)
S. E. RIOJA SERSA	500		2000	
S.E. DEL SUR OESTE S.A. SEAL	322	489	1653	1276

Fuente: Empresas Concesionarias de Distribución, información a Julio de 1996

Los costos que se indican no incluyen el IGV correspondiente.

(1) Empresa nueva, presta servicio en 10 kV. No cobra conexión para incentivar ingreso de más usuarios.

(2) Empresas municipales, tienen regimen especial.

(3) Empresa que se fusionó con Edelnor S.A. en Octubre de 1996.

**ANEXO VIII**

**CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN TOTAL DE UN SUMINISTRO CON TARIFA BT3  
(TARIFA BINOMIA)**

<b>Datos Generales</b>			
Suministro	57574403		
Mes Facturado	Noviembre 1996		
Tarifa Aplicada	BT3 (mide potencia y energía)		
Usuario	Empresa Industrial Mediana		
Potencia Contratada	30 kW		
Modalidad de Facturación de Potencia	Potencia contratada		
Calificación tarifaria	Fuera de Punta		
Fecha de emisión de la Factura	30.11.96		
Fecha de vencimiento de la Factura	20.12.96		
Fecha de Lectura Final	30.11.96		
Fecha de Lectura Inicial	31.10.96		
<b>Cálculo del Consumo de Energía Activa a Facturar (kWh)</b>			
Detalle	Hora de Punt	Fuera de Punt	Total
Estado de Lectura Actual (E2)	3767	6616	10383
Estado de Lectura Anterior (E1)	3571	2920	6491
Diferencia de Lecturas (E2-E1)	196	3696	3892
Factor de medición (fm)	20	20	20
Consumo de Energía Activa a Facturar (E2-E1)*fm	3920	73920	77840
<b>Cálculo del Consumo de Energía Reactiva a Facturar (kVArh)</b>			
Estado de Lectura Actual (E2)	12542		
Estado de Lectura Anterior (E1)	11315		
Diferencia de Lecturas (E2-E1)	1227		
Factor de medición (fm)	20		
Consumo de Energía Reactiva Registrado (E2-E1)*fm	24540		
30% de Energía Activa Total (HP y FP)	23352		
Consumo de Energía Reactiva a Facturar (ER-30%EA)	1188		
<b>Cálculo de los Importes Facturados (S/.)</b>			
Detalle	Consumo	Precio Unitario	Importe (S/.)
Cargo Fijo			2,64
Cargo por Energía Activa en Hora de Punta	3920	0,1877	735,78
Cargo por Energía Activa en Fuera de Punta	73920	0,0873	6453,22
Cargo por Potencia (Modalidad Potencia Contratada)	30	33,66	1009,80
Cargo por Energía Reactiva	1188	0,0324	38,49
Cargo por Reposición y Mantenimiento			4,59
Cargo por Alumbrado Público			3,59
Sub Total			8248,11
I.G.V.			1484,66
<b>Facturación Total</b>			<b>9732,77</b>

FUENTE: Elaboración propia

**ANEXO VIII-1**

**CÁLCULO DE LA FACTURACIÓN TOTAL DE UN SUMINISTRO CON TARIFA BT5  
(TARIFA MONOMIA)**

<b>Datos Generales</b>			
Suministro		1176689	
Mes Facturado		Noviembre 1996	
Tarifa Aplicada		BT5 (mide solo energía)	
Usuario		Vivienda o Comercio Pequeño	
Potencia Contratada		2.5 kW	
Fecha de emisión de la Factura		14.11.96	
Fecha de vencimiento de la Factura		30.11.96	
Fecha de Lectura Final		30.11.96	
Fecha de Lectura Inicial		31.10.96	
<b>Cálculo del Consumo de Energía Registrada (kWh)</b>			
Estado de Lectura Actual (E2)		11958	
Estado de Lectura Anterior (E1)		11315	
Diferencia de Lecturas (E2-E1)		643	
Factor de medición (fm)		1	
Consumo de Energía Activa a Facturar (E2-E1)*fm		643	
<b>Cálculo de los Importes Facturados</b>			
Detalle	Consumo (kWh)	Precio Unitario (\$/kWh)	Importe (\$.)
Cargo Fijo			1,50
Cargo por Energía (energía activa)	643	0,2663	171,23
Cargo por Reposición y Mantenimiento			0,48
Cargo por Alumbrado Público			0,56
Sub Total			173,77
I.G.V.			31,28
<b>Facturación Total</b>			<b>205,05</b>

FUENTE: Elaboración propia



**ANEXO IX**  
**TASA ACTIVA DE MERCADO EN MONEDA NACIONAL (TAMN) AÑOS 1991-1997**  
**(%)**

<b>MES</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>
Enero	*	10,92	5,74	4,75	2,76	2,50	2,33
Febrero	*	8,99	5,32	4,30	2,51	2,35	2,16
Marzo	*	8,84	5,68	4,60	2,70	2,43	2,37
Abril	15,95	7,22	5,68	4,46	2,56	2,30	2,27
Mayo	15,95	8,01	5,70	4,20	2,65	2,33	2,31
Junio	17,38	7,82	5,26	3,84	2,64	2,34	3,31
Julio	18,13	8,10	5,61	3,67	2,74	2,36	2,33
Agosto	18,93	8,10	5,13	3,60	2,70	2,31	2,21
Setiembre	13,09	7,43	4,90	3,13	2,63	2,26	2,17
Octubre	10,62	6,20	5,14	3,06	2,71	2,36	
Noviembre	10,51	6,20	5,17	2,89	2,54	2,30	
Diciembre	10,82	6,20	4,78	2,78	2,52	2,33	
Tasa Acum. Anual	240,87	147,30	86,70	55,97	36,70	32,11	23,62
Promedio Mensual	14,60	7,84	5,34	3,77	2,64	2,35	2,38

FUENTE: SBS

\*Para casos de deudas por consumo de energía eléctrica, la TAMN se aplica desde 1997.04.01

La tasa acumulada de 1997 corresponde al periodo enero a setiembre de 1997

**ANEXO X**  
**INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (TASA DE INFLACIÓN) AÑOS 1990-1997**  
 (%)

MES	1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996		1997	
	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.	Mens.	Acum.
Enero	29,80	29,80	17,80	17,80	3,50	3,50	4,80	4,80	1,80	1,80	0,40	0,40	1,24	1,24	0,48	0,48
Febrero	30,50	69,50	9,40	28,90	4,70	8,40	2,90	7,90	1,80	3,70	1,10	1,50	1,53	2,80	0,09	0,57
Marzo	32,60	124,80	7,70	38,90	7,40	16,50	4,20	12,50	2,30	6,10	1,40	2,90	1,38	4,21	1,27	1,85
Abril	37,30	208,70	5,80	47,00	3,20	20,20	4,40	17,50	1,50	7,70	1,00	3,90	0,87	5,12	0,39	2,25
Mayo	32,80	309,90	7,60	58,20	3,40	24,40	3,00	21,00	0,70	8,50	0,80	4,80	0,73	5,89	0,76	3,02
Junio	42,60	484,40	9,30	72,80	3,60	28,80	1,80	23,20	1,10	9,70	0,80	5,60	0,47	6,38	1,09	4,14
Julio	63,20	854,00	9,10	88,50	3,50	33,30	2,70	26,60	0,90	10,70	0,60	6,20	1,37	7,84	0,83	5,00
Agosto	397,00	4641,20	7,20	102,10	2,80	37,10	2,50	29,80	1,50	12,40	1,00	7,30	0,92	8,84	0,23	5,24
Setiembre	13,80	5294,10	5,60	113,40	2,60	40,60	1,60	31,90	0,50	13,00	0,40	7,80	0,32	9,19	0,29	5,55
Octubre	9,60	5812,80	4,00	121,80	3,60	45,80	1,50	33,90	0,30	13,30	0,50	8,30	0,73	9,99		
Noviembre	5,90	6163,50	4,00	130,60	3,50	50,90	1,60	36,10	1,20	14,70	1,20	9,70	0,47	10,51		
Diciembre	23,70	7649,60	3,70	139,20	3,80	56,70	2,50	39,50	0,60	15,40	0,50	10,20	1,21	11,84		
Promedio	59,9	7481,7	7,6	409,5	3,8	73,5	2,8	48,6	1,2	23,7	0,8	11,1	0,9	11,5	0,6	3,1

FUENTE: INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA

**ANEXO XI**  
**RECLAMOS DE USUARIOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**  
**AÑO 1996**

**APELACIONES**

EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
EDELNOR S.A.	5	9	9	8	13	10	9	10	16	13	5	8	110
LUZ DEL SUR S.A.	2	1	1	2	5	5	4	3	5	10	6	1	43
EDECHANNCAY S.A.						2		6					8
HIDRANDINA S.A.	1	1		2	1	2	2				2	5	15
ELECTRO NOR OESTE S.A.													0
ELECTRO CENTRO S.A.													
ELECTRO SUR MEDIO S.A.		11	1					1					13
OTROS											1	2	3
<b>TOTAL</b>	<b>8</b>	<b>22</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>192</b>

**QUEJAS**

EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
EDELNOR S.A.	12	23	20	12	14	12	7	7	8	13	10	9	147
LUZ DEL SUR S.A.	12	12	10	14	7	13	9	7	16	10	7	9	126
EDECHANNCAY S.A.	1				2	2	8	2					15
HIDRANDINA S.A.	3	1		2	2		1		2	2	2	3	18
ELECTRO NOR OESTE S.A.	1												1
ELECTRO CENTRO S.A.	3	4	1	1		1	1	1	1	1		3	17
EMSEMSA	1									4		1	6
ELECTRO SUR MEDIO S.A.	1	1						2	1				5
OTROS		3		2	6			1	3		1		0
<b>TOTAL</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>20</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>335</b>

FUENTE: MEM-DGE-DFE

**ANEXO XI-1**  
**RECLAMOS DE USUARIOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD**  
**AÑO 1997\***

**APELACIONES**

EMPRESA	Pendientes 1996	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
EDELNOR S.A.	22	9	13	3	20	11	13	23	8	23	10	155
LUZ DEL SUR S.A.	10	8	9	12	18	4	16	35	21	20	3	156
HIDRANDINA S.A.	8	3		4	7	3		1	3	5	1	35
ELECTROCENTRO S.A.			1	2	1	1						5
ELECTRO SURMEDIO S.A.												
OTROS	5		1		1	2			1	2	1	13
<b>TOTAL</b>	<b>45</b>	<b>20</b>	<b>24</b>	<b>21</b>	<b>47</b>	<b>21</b>	<b>29</b>	<b>59</b>	<b>33</b>	<b>50</b>	<b>15</b>	<b>364</b>

**QUEJAS**

EMPRESA	Pendientes 1996	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
EDELNOR S.A.	18	15	14	18	22	20	19	26	19	28	6	205
LUZ DEL SUR S.A.	18	17	10	11	17	12	14	25	12	15	2	153
HIDRANDINA S.A.	7	3	3	11	1	1			19	5		50
ELECTRO CENTRO S.A.	8	1	3	1	1	3	2	2	1	2		24
ELECTRO SUR MEDIO S.A.	1	1		1								3
OTROS	6	1	4	2	11	4	7	8	7	3	2	55
<b>TOTAL</b>	<b>58</b>	<b>38</b>	<b>34</b>	<b>44</b>	<b>52</b>	<b>40</b>					<b>10</b>	<b>490</b>

FUENTE: MEM-DGE

(\*) Periodo Enero-Octubre 1997