

RESOLUCION DE LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS No. 010-93 P/CTE

Lima, 15 de Octubre de 1993

LA COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Visto el informe SE/CTE N° 022-93 de su secretaría Ejecutiva.

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM; y

Estando a lo acordado por su Consejo Directivo en su sesión 020-93 del 06 de octubre de 1993,

RESUELVE:

Artículo primero.- Fíjase las siguientes Disposiciones Tarifarias aplicables a los clientes finales de servicio público de electricidad de los sistemas eléctricos de las empresas concesionarias de distribución que se indican:

1. EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCION

- ELECTRO NOR OESTE S.A. (ELNO)
- ELECTRO NORTE S.A. (ELN)
- ELECTRO NORTE MEDIO HIDRANDINA S.A. (ELNM)
- SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A. (SEAL)
- ELECTRO SUR S.A. (ELS)
- ELECTRO CENTRO S.A. (ELC)
- ELECTRO ORIENTE S.A. (ELOR)
- ELECTRO LIMA S.A. (ELL)
- ELECTRO SUR MEDIO S.A. (ELSM)
- ELECTRO SUR ESTE S.A. (ELSE)
- EMPRESAS MUNICIPALES Y OTRAS QUE PRESTEN SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

2. CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE LAS EMPRESAS

Los sistemas eléctricos de las actuales concesiones de distribución y de sus ampliaciones, correspondientes a las empresas que se señalan, de acuerdo a la Resolución Directoral N° 070-93 EM/DGE, se encuentran comprendidos en los sectores de distribución típicos que se indican:

CÓDIGO	SISTEMA	SECTOR	DESCRIPCIÓN
ELNO	Sistema 1:	2	Piura
ELNO	Sistema 2:	2	Sullana, El Arenal y Paita
ELNO	Sistema 3:	2	Tumbes
ELNO	Sistema 4:	2	Talara
ELNO	Sistema 5:	3	Mancora, Canchaque, Huancabamba, Morropón, Chalaco y Santo Domingo.
ELNO	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELNO
ELN	Sistema 1:	2	Chiclayo
ELN	Sistema 2:	3	Illimo, Luya-Lamud, Motupe, Morrope, Zaña, Mocupe, Santa Cruz, Tacabamba, Leymebamba y Pomacochas.
ELN	Sistema 3:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELN.
ELNM	Sistema 1:	2	Trujillo, Moche Salaverry, Virú, Santiago de Cao, Careaga, Ascope y Otuzco.

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
 Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
 Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

ELNM	Sistema 2:	2	Cajamarca
ELNM	Sistema 3:	2	Chimbote, Santa, Nepeña, San Jacinto y Casma.
ELNM	Sistema 4:	2	Caraz, Carhuaz, Huaraz, Ticapampa, Sihuas y Huallanca.
ELNM	Sistema 5:	2	Guadalupe, Chepén y Pacasmayo.
ELNM	Sistema 6:	3	Pallasca, PSE Namora.
ELNM	Sistema 7:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELNM.
SEAL	Sistema 1:	2	Arequipa
SEAL	Sistema 2:	3	Corire, Ocoña, Caravelí, Atico, Chala, Lomas, Yauca, Chuquibambaba, Viraco, Cotahuasi, Huanca, La Joya y Cabanaconde.
SEAL	Sistema 3:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de SEAL.
ELS	Sistema 1:	2	Tacna
ELS	Sistema 2:	2	Moquegua
ELS	Sistema 3:	2	Ilo
ELS	Sistema 4:	2	La Yarada
ELS	Sistema 5:	2	Tarata
ELS	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELS
ELC	Sistema 1:	2	Huancayo
ELC	Sistema 2:	3	Valle del Mantaro
ELC	Sistema 3:	2	Huancavelica
ELC	Sistema 4:	2	Huánuco y Tingo María
ELC	Sistema 5:	2	Pasco
ELC	Sistema 6:	2	Tarma y Chanchamayo
ELC	Sistema 7:	2	Ayacucho
ELC	Sistema 8:	2	Pucallpa
ELC	Sistema 9:	2	Eje Tayacaja
ELC	Sistema 10:	3	Izcuchaca, Paucarará, Acobamba, Chongos Alto, La Unión, Acomayo, Tambo-San Miguel, Huancapi.
ELC	Sistema 11:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELC.
ELOR	Sistema 1:	2	Iquitos
ELOR	Sistema 2:	2	Tarapoto
ELOR	Sistema 3:	3	Tabalosos
ELOR	Sistema 4:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELOR.
ELL	Sistema 1:	1	Lima – Callao
ELL	Sistema 2:	2	Huacho
ELL	Sistema 3:	2	Huaral
ELL	Sistema 4:	2	Supe – Barranca
ELL	Sistema 5:	2	Cañete
ELL	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELL
ELSM	Sistema 1:	2	Pisco
ELSM	Sistema 2:	2	Nazca
ELSM	Sistema 3:	2	Ica
ELSM	Sistema 4:	2	Chincha
ELSM	Sistema 5:	3	Incuyo, Andamarca, Pausa, Chipao,

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
 Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
 Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

			Chanquiullo, Chaviña, Lucanas, Ingenio, Tambo, Quemado, Huachos, Ticrapo, Castrovirreyna, Querco, Laramete, Chocorvos, Huaytará, Córdova y Tantarará.
ELSM	Sistema 6:	2	Otros no considerados en los anteriores sistemas de ELSM.
ELSE	Sistema 1:	2	Cusco
ELSE	Sistema 2:	3	Valle sagrado, Quencoro-Urcos, Anta, Vilcanota y Sicuani.
ELSE	Sistema 3:	2	Yauri, Ayaviri y Azángaro.
ELSE	Sistema 4:	2	Juliaca y Puno.
ELSE	Sistema 5:	2	La Convención.
ELSE	Sistema 6:	3	Aislados Provincias Altas, Chalhuanca, Chincheros, Antabamba, Interc. Boliviano, Asillo, Putina, San Juan e Iberia.
ELSE	Sistema 7:	2	Otros no considerados en los anteriores Sistemas de ELSE.

Empresas Municipales y Otras que presten servicio público de electricidad: Sector 2

Las nuevas concesiones de distribución, distintas a las indicadas, serán calificadas provisionalmente en el sector 3, debiendo solicitar ante la Comisión de Tarifas Eléctricas su calificación definitiva en un plazo máximo de 1 año a partir del inicio de la facturación a los clientes finales.

3. DEFINICION DE CLIENTES EN MEDIA Y BAJA TENSION

Son clientes en media tensión aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 440 voltios y menor a 30 kV.

Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es igual o inferior a 440 voltios.

Las tarifas para aquellos clientes de servicio público de electricidad, cuyos suministros se efectúen en tensiones iguales o superiores a 30 kV, se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios en barra según la resolución vigente de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Los consumos de clientes en media tensión podrán ser medidos tanto en media como en baja tensión. En este último caso se considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 3,0%, tanto en los cargos de energía como de potencia.

4. OPCIONES TARIFARIAS

Los clientes podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias que se describen más adelante con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Las empresas concesionarias de distribución de servicio público, estarán obligadas a aceptar la opción que los clientes elijan.

Salvo acuerdo con las empresas distribuidoras, la opción tomada por los clientes regirá por un plazo de un año. si no existiera solicitud de cambio, se renovará automáticamente por períodos anuales sucesivamente, manteniéndose la opción vigente.

Las opciones tarifarias en media tensión y en baja tensión son las siguientes:

OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES EN MEDIA TENSION Y BAJA TENSION

TARIFAS EN MEDIA TENSION		
OPCION	DESCRIPCION	CARGOS QUE COMPRENDE
MT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación ó 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 ó medición de una potencia. 2E1P Calificación: I) Clientes de punta II) 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 ó medición de una potencia. 1E1P Calificación: I) Clientes de punta. II) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia. d) Cargo por energía reactiva.
TARIFAS EN BAJA TENSION		
OPCION	DESCRIPCION	CARGOS QUE COMPRENDE
BT2	Idem MT2	Idem MT2
BT3	Idem MT3	Idem MT3
BT4	Idem MT4	Idem MT4
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

5. CONDICIONES DE APLICACION

5.1 CONDICIONES GENERALES

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

a) Cargo fijo mensual:

El cargo fijo mensual es indispensable del consumo, y se efectuará incluso si éste es nulo.

b) Facturación de energía activa:

La facturación por energía activa se obtendrá multiplicando el consumo en Kilowatts-hora (kw.h) según corresponda, por su cargo unitario.

c) Facturación de potencia

La facturación de potencia se obtendrá multiplicando los Kilowatts (kw) de potencia contratada ó máxima demanda leída según sea el caso, por el precio unitario correspondiente, según se señala en las condiciones específicas para cada opción tarifaria.

Este cargo se facturará en ambas modalidades, incluso si el consumo de energía es nulo ó se encuentre desconectado por falta de pago, conforme se señala en el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La facturación de potencia se podrá efectuar según las siguientes modalidades a elección del cliente:

c.1) Contratación de potencia:

Los clientes que decidan optar por las alternativas de potencia contratada, podrán contratar libremente una potencia máxima con la distribuidora, la que regirá por un plazo mínimo de un año y de no solicitar al cliente una recontractación se renovará automáticamente por un año sucesivamente.

Durante dicho período los clientes no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora.

Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

La empresa distribuidora deberá comunicar anualmente al cliente el vencimiento de su contrato con un mínimo de 30 días de anticipación al vencimiento.

Los clientes podrán utilizar la potencia contratada sin restricciones durante el período de vigencia de dicha potencia.

c.2) Opción de medición de máxima demanda:

Los clientes podrán elegir la alternativa tarifaria de medición de máxima demanda en lugar de la contratación de potencia.

En esta alternativa la facturación deberá efectuarse en períodos mensuales y aplicando el promedio de las dos mayores demandas máximas de los últimos doce meses, incluido el mes que se factura y multiplicando por el correspondiente precio unitario.

El período de facturación mensual no podrá ser inferior a 28 días ni exceder a 33 días calendario.

d) Disminución de potencia contratada ó cambio de opción tarifaria:

El cliente podrá disminuir la potencia contratada o bien cambiar de opción tarifaria, comprometiéndose con la empresa al pago del remanente que tuviese por concepto de potencia; e modo similar se procederá con las demandas máximas leídas de las diferentes opciones tarifarias. El remanente a considerar debe representar el costo que incurre la empresa distribuidora frente a su suministrador.

e) Determinación de la Potencia Contratada:

e.1) Clientes de Media Tensión:

La potencia contratada del cliente se establecerá de acuerdo con la capacidad nominal del transformador de distribución que lo atiende.

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

La potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a la capacidad de limitadores disponibles en el mercado.

e.2) Clientes de Baja Tensión:

La potencia contratada se establecerá 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 mida se determinará como sigue.

A la potencia instalada en el alumbrado se sumará la demanda del resto de la carga conectada, estimada de acuerdo a la siguiente tabla:

Nº de motores o artefactos conectados.	Demanda máxima estimada en % de la carga conectada.
1	100
2	90
3	80
4	70
5 ó más	60

Cada aparato de calefacción se considerará como motor para efectos de aplicar esta tabla

Los valores de la demanda máxima que resulte de aplicar esta tabla.

Los valores de la demanda máxima que resulte de aplicar esta tabla deberán modificarse, si es necesario, de forma tal 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.

Se entenderá como carga conectada en motores o artefactos la potencia nominal de estos equipos.

Alternativamente el cliente podrá solicitar una potencia contratada distinta de la determinada mediante el procedimiento anterior. En este caso, la distribuidora podrá exigir la instalación de un limitador, especificado por ella misma, el que será de cargo del cliente. La potencia contratada por el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

f) Facturación:

Cuando el período de facturación esté conformado por fracciones de dos pliegos tarifarios, se debe calcular el monto a facturar, proporcionalmente a los días respectivos de cada pliego considerando las tarifas vigentes en cada uno de ellos.

g) Actualización de potencia contratada:

En el caso que la potencia demandada sea mayor que la potencia contratada en horas de punta la empresa exigirá al cliente la actualización inmediata de dicha potencia.

h) Definición de horas de punta.-

Se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y 23.00 horas de cada día de todos los meses del año, exceptuándose a solicitud del cliente, los días domingo, días de descanso que correspondan a feriados y feriados que coincidan con días de descanso, siempre y cuando el cliente asuma los costos de inversión para la medición adicional.

5.2 CONDICIONES ESPECIFICAS

5.2.1. TARIFAS MT2 Y BT2

a) Estas tarifas consideran precios diferenciados para las demandas de potencia según si éstas se efectúan en horas de punta del sistema eléctrico o bien en horas fuera de punta.

b) La facturación por potencia será aplicada según las siguientes modalidades:

I. La facturación de potencia en horas de punta, y contratación de potencia máxima.

Para la facturación de potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por potencia contratada en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de potencia máxima contratada respecto a la potencia contratada en horas de punta.

II. Medición de demanda máxima en horas de punta y contratación de potencia máxima

Para la facturación de potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de potencia máxima contratada respecto a la demanda máxima leída en horas de punta.

III. Medición de demanda máxima en horas de punta y medición de la demanda máxima de potencia suministrada.

Para la facturación por potencia se consideran dos cargos: Cargo mensual por demanda máxima leída en horas de punta y Cargo mensual por el exceso de demanda máxima suministrada respecto a la demanda máxima leída en horas de punta.

5.2.2 TARIFAS MT3, MT4, BT3 Y BT4

a) Cargos a aplicar según calificación de la utilización de la potencia:

Las presentes tarifas serán aplicadas con dos variantes, en lo que se refiere al cargo por potencia, según el grado de utilización de la potencia en horas de punta o fuera de punta del sistema eléctrico.

El consumo será 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 entendiéndose por demanda media en horas de punta al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta. Si no fuera así, el suministro deberá ser calificado como "fuera de punta"

La empresa calificará al consumo del cliente como "de punta" o bien como "fuera de punta". Cualquier reclamo sobre la calificación deberá ser efectuado a la empresa distribuidora.

El cliente podrá solicitar la recalificación ante la Dirección General de Electricidad.

b) La tarifa de alumbrado público se encuentra comprendida en la opción tarifaria BT4 presente en punta.

a) Limitaciones de la tarifa BT5.-

Sólo podrán optar por esta tarifa 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.

b) Limitaciones de tarifa BT6

Sólo podrán optar por esta tarifa 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.

Esta opción tarifaria tiene carácter transitorio.

6. FORMULAS TARIFARIAS

Para las fórmulas tarifarias se consideran los siguientes conceptos:

CFE:	Cargo fijo mensual medidor simple, en S./mes
CFS:	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia contratada, en S./mes
CFH:	Cargo fijo mensual para opción de tarifas horarias, en S./mes.
CMTTP:	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta.
CMTFP:	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión fuera de punta.
CBTTP:	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta.
CBTFP:	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión fuera de punta.
FCPPMT :	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT :	Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.
FCPPBT :	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT :	Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en baja tensión.
PEMT:	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
PEBT:	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
PPMT:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
PPBT:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
NHUMS:	Número de horas de uso medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución.
PEPP:	Precio de la energía en horas de punta, en la barra equivalente de media tensión, en S./kw.h.
PEFP:	Precio de la energía en horas fuera de punta, en la barra equivalente de media tensión, en S./kw.h.
PE:	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente en S./kw.h.
PP:	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión, en S./kw-mes.
VMTTP:	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta, en S./kw-mes.
VMTFP:	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta, en S./kw-mes.
VBTPP:	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta, en S./kw-mes.
VMTFP:	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta, en S./kw-mes.

A continuación se indican las fórmulas para obtener los precios unitarios en las distintas opciones tarifarias.

6.1. Tarifa en media tensión : MT2

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFH
- Cargo por Energía activa (S./kw.h):
 - a) Cargo por Energía en punta:
PEMT * PEPP
 - b) Cargo por Energía fuera de punta
PEMT * PEFP
- Potencia horaria:
 - a) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta (S./kw).
(PPMT * PP + VMTTP) * FCPPMT
 - b) Cargo por el exceso de la potencia máxima contratada o máxima demanda leída en relación a la potencia contratada en horas de punta o demanda máxima leída en horas de punta (S./kw).

6.2 Tarifa MT3

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFS
- Cargo por Energía activa en punta (S./kw.h):
 - a) Cargo por Energía en punta:
PEMT * PEPP
 - b) Cargo por Energía activa fuera de punta (S./kw.h):
PEMT * PEFP
- Cargo por potencia:
 - a) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./kw).
(PPMT * PP + VMTTP) * CMTTP + (1-CMTTP) * VMTFP * FCFPMT
 - b) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta") (S./kw).
(PPMT * PP + VMTTP) * CMTFP + (1-CMTFP) * VMTFP * FCFPMT

6.3 Tarifas MT4

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFS
- Cargo por Energía activa. (S./kw.h):
PEMT * PE
- Cargo por potencia:
 - a) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./kw).
(PPMT * PP + VMTTP) * CMTTP + (1-CMTTP) * VMTFP * FCFPMT
 - b) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta") (S./kw).
(PPMT * PP + VMTTP) * CMTFP + (1-CMTFP) * VMTFP * FCFPMT

6.4 Tarifas en baja tensión BT2

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFH

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

- Cargo por Energía Activa. (S./kw.h):
 - a) Cargo Energía en punta:
 $PEMT * PEBP * PEPP$
 - b) Cargo por Energía fuera de punta (S./kw.h):
 $PEMT * PEBT * PEFP$
- Potencia horaria:
 - a) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída en horas de punta (S./kw).
 $(PPMT * PPBT * PP + VMTTP * PPBT + VBTPP) * FCPPBT$
 - b) Cargo por exceso de la potencia máxima contratada o máxima demanda leída con relación a la potencia contratada en horas de punta ó demanda máxima leída en horas de punta (S./kw).
 $VBTFP * FCFBT$

6.5 Tarifa BT3

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFS
- Cargo por Energía activa de punta (S./kw.h):
 $PEMT * PEPP$
- Cargo por Energía activa fuera de punta (S./kw.h):
 $PEMT * PEBT * PEPP$
- Cargo por Energía Activa Fuera de Punta: (S./kw.h)
 $PEMT * PEBT * PEFP$
- Cargo por potencia:
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./kw).
 $(PPMT * PPBT * PP + VMTTP * PPBT + VBTPP) * CBTPP + (1-CBTPP) * VMTFP * FCFPMT$
- Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta") (S./kw).
 $(PPMT * PPBT * PP + VMTTP * PPBT + VBTPP) * CBTFP + (1-CBTFP) * VBTFP * FCFPBT$

6.6 Tarifa BT5

- Cargo Fijo Mensual Cliente (S./cliente) :CFS
- Cargo por Energía activa. (S./kw.h):
- Cargo por Energía en punta:
 $PEMT * PEBT * PE$
- Cargo por potencia:
 - a) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "de punta") (S./kw).
 $(PPMT * PPBT + PP + VMTTP * PPBT + VBTPP) * CBTPP + (1-CBTPP) * VBTFP * FCFPBT$
 - b) Cargo por potencia contratada o máxima demanda leída (para clientes calificados como "fuera de punta") (S./kw).
 $(PPMT * PPBT + PP + VMTTP * PPBT + VBTPP) * CBTFP + (1-CMTFP) * VBTFP * FCFPBT$

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
 SECTOR ENERGIA Y MINAS
 Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
 Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

6.7 Tarifa BT5

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFE
- Cargo por Energía activa. (S./kw.h): $CEBT5 = (PPMT * PE + PE + ((PPMT * PPBT * PP) / NHUMS) + ((VMTPP * PPBT + VBTPP) / NHUMS)$

6.8 Tarifa BT6

- Cargo Fijo Mensual (S./cliente) : CFE
 - Cargo por Potencia. (S./kw-mes): $CEBT5 * NHUMS$
- En las fórmulas anteriores se tiene:

7.- DETERMINACION DE PARAMETROS

Para cada concesión o área de distribución en media y baja tensión VMTPP, VMTFP, VBTPP y VBTFP, así como los cargos fijos CFE, CFS y CFH se calcularán de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} VMTFP &= VADMT \\ VMTPP &= PTPMT * VMTFP \\ VBTFP &= VADBT \\ VBTPP &= PTPBT * VBTFP \end{aligned}$$

Valores de los parámetros VADMT, VADBT, CFE, CFS y CFH:

Parámetros	Sector 1	Sector 2	Sector 3
VADMT	5,857	5,728	8,667
VADBT	18277	18305	23663
CFE	1,157	1,157	1,206
CFH	2,997	2,997	3,128

La Comisión de Tarifas Eléctricas establecerá el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 72º del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

El valor de los factores de corrección del Valor Agregado de Distribución PTPMT Y PTPBT para los sistemas eléctricos de las empresas distribuidoras, excepto los sistemas aislados con demanda máxima menor de 12 MW:

Empresas	PTPMT	PTPBT
ELL	0,93	0,93
ELOR	0,93	0,99
ELS	0,90	0,96
ELSM	0,90	0,99
Otras Empresas	0,96	0,99

El valor de los factores PTPMT y PTPBT para sistemas aislados con demanda máxima menor a 12 MW

PTPMT= 0,99; PTPBT= 0,99

7.2 NUMEROS DE HORAS DE USO

	Sector 1	Sector 2	Sector 3
NHUMS	400	320	300

7.3 FACTORES DE EXPANSION DE PERDIDAS

a) Para los sistemas interconectados:

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
 Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
 Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
ELL	1,03	1,04	1,20	1,24
ELNM	1,03	1,05	1,44	1,49
SEAL	1,05	1,07	1,27	1,33
Otras Empresas	1,03	1,05	1,25	1,31

b) Para sistemas aislados, empresas municipales y otras:

	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Sistema Eléctrico	1,03	1,05	1,25	1,31

7.4 FACTORES DE COINCIDENCIA Y FACTORES DE CONTRIBUCION A LA PUNTA.

Factores de coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3
F CPPMT	0,95	0,95	0,75
F CFPMT	0,87	0,82	0,68
F CPPBT	0,93	0,72	0,55
F CFPBT	0,86	0,65	0,57

Factores de contribución a la punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3
Tarifas MT4 y BT4, excepto alumbrado público:			
CMTTP	0,71	0,71	0,64
CMTFP	0,30	0,30	0,24
CBTPP	0,81	0,60	0,60
CBTFP	0,30	0,24	0,24
Tarifa BT4 de Alumbrado Público:			
CBTPP	1,00	1,00	1,00

7.5 FACTORES DE ECONOMIA A ESCALA

A partir de las fechas que se indican, los valores de VADMT, VADBT, CFE, CFS y CFH deben ser multiplicados por los factores de escala siguientes:

	CFE/ CFS/ CFH	VADMT	VADBT
01 Noviembre 1993	1,0000	1,0000	1,0000
01 Noviembre 1994	0,9893	0,9905	0,9888
01 Noviembre 1995	0,9788	0,9814	0,9778
01 Noviembre 1996	0,9684	0,9719	0,9669

8.- RECARGOS POR ENERGIA REACTIVA

La energía reactiva se adicionará a la facturación de las opciones tarifarias MT2; MT3; MT4; BT2; BT3 y BT4 de acuerdo a lo siguiente:

- Cargo por energía reactiva hasta el 30% de la energía activa total mensual: Sin recargo
- Cargo por energía reactiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual:

$$\text{kVarh en exceso} * \text{CER}$$

donde:

CER = Cargo por energía reactiva = 0,0271 S/./kVarh

9.- PONDERACION DE PRECIOS DE BARRA PARA LA ENERGIA (PE)

Se obtendrán para los sistemas interconectados y sistemas eléctricos aislados con demanda máxima superior a 12 MW de acuerdo a lo siguiente a nivel de empresa, para las opciones tarifarias que se indican:

MT4	:	PE = Ep * PEPP + (1-Ep) * PEFP
BT4	:	PE = Ep * PEPP + (1-Ep) * PEFP
BT5	:	PE = Ep * PEPP + (1-Ep) * PEFP

donde el valor de Ep se calculará anualmente como el promedio de los valores de los últimos dos años calendario.

Dicho recálculo tendrá vigencia a partir del 01 de marzo de cada año de acuerdo a lo siguiente:

$$Ep = (a - c - e) / ((a - c - e) + (b - d - f))$$

donde:

- Energía anual entregada a los sistemas de distribución (barras de media tensión):

En horas de punta : a
En horas fuera de punta : b

- Energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2; MT3 y clientes libres MT) multiplicadas por el factor de expansión de pérdidas PEMT:

-En horas de punta: c
En horas fuera de punta: d

- Energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2; BT3 y clientes libres BT) multiplicadas por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEPT:

En horas de punta: e
En horas fuera de punta: f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo período de facturación, con los ajustes que fueran necesarios.

Las empresas deberán comunicar a la Comisión de Tarifas Eléctricas los resultados y el sustento respectivo con un mínimo de quince días previos a su aplicación, en los formatos que establezca la Secretaría Ejecutiva, pudiendo ésta disponer su corrección fundamentadamente.

Para los sistemas aislados con demanda máxima menores a 12 MW, el valor de Ep será de 0,35 pudiendo la distribuidora demostrar otros factores ante la Comisión de Tarifas Eléctricas, con el procedimiento antes referido para los sistemas interconectados.

Provisionalmente, en el período Noviembre 1993-Febrero 1994, las empresas aplicarán el procedimiento indicado para la información del primer semestre del año 1993.

10.- OBTENCION DE LOS PRECIOS DE BARRA EQUIVALENTE EN MEDIA TENSION

Los precios en la barra equivalente de media tensión, se obtendrán a partir de los precios de barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución, según la metodología regulada por la Comisión de Tarifas Eléctricas para los Precios en Barra.

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS
SECTOR ENERGIA Y MINAS
Los Abedules 242-Urb. Camacho- La Molina
Teléfono / Fax: 350313 - LIMA

En tanto la Resolución de Precios en Barra no señale un procedimiento diferente para este fin, se obtendrá para cada sistema eléctrico una distancia equivalente de transmisión en función de los kw-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece las resoluciones de Precios en Barra. Cuando existen líneas de transmisión de distinta tensión, se obtendrán la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud(tensión de referencia); las distancias en niveles de tensión distintas se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas, deberán solicitar a la Comisión de Tarifas Eléctricas la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará para la primera fijación tarifaria de Noviembre de 1993 y cuando las condiciones inicialmente consideradas varíen.

Para los siguientes sistemas eléctricos, las distancias equivalentes iniciales a considerar serán las siguientes:

Sistema 1 ELL: 5,27 km en AT (Barra Lima)
Sistema 2 ELSE: 38,54 km en AT (Barra Cusco)
Sistema 5 ELC: 23,54 km en AT (Barra Oroya 50 kV)

Artículo segundo.- Las Empresas distribuidoras de servicio público de electricidad aplicarán las disposiciones tarifarias del artículo precedente para determinar los pliegos tarifarios a clientes finales, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia autenticada a la Comisión de Tarifas Eléctricas y la publicación en el diario de mayor circulación local. La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo tercero.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de noviembre de 1993.

Artículo cuarto.- Derógase o déjese en suspenso los dispositivos que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Regístrese, comuníquese y publíquese

SANTIAGO B. ANTUNEZ DE MAYOLO M.
PRESIDENTE
COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS