

**ARTÍCULO 24. Fuentes Supletorias.** Cualquier caso que no esté expresamente previsto en este reglamento, será resuelto por el Consejo Municipal, de acuerdo con los principios fundamentales del presente reglamento, Código Municipal y leyes afines.

**ARTÍCULO 25:** El presente reglamento comenzará a regir ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

Y, para su respectiva publicación, extendiendo, sello y firma la presente certificación, en el municipio de La Libertad, del departamento de Petén, a los veinticuatro días del mes de agosto del año dos mil seis.

CERTIFICÓ:

JOSÉ MARÍA BARRERA K'IK'ÁN  
SECRETARIO MUNICIPAL



VISTO BUENO:

DANILO ANIEL GARCÍA OROZCO  
ALCALDE MUNICIPAL

(134103-2)-31-agosto



## MUNICIPALIDAD DE COBÁN DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ

### ACTA NÚMERO 063-2006 PUNTO CUARTO

LA INFRASCrita SECRETARIA DEL MUNICIPIO DE COBÁN, DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ, POR ESTE MEDIO, **CERTIFICA:** QUE PARA EL EFECTO TIENE A LA VISTA **EL PUNTO CUARTO DEL ACTA NÚMERO 063-2006**, DE SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL, DE FECHA OCHO DE AGOSTO DEL AÑO DOS MIL SEIS, QUE COPIADO LITERALMENTE DICE:

**CUARTO:**

El Concejo Municipal del Municipio de Cobán, Alta Verapaz

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo establecido en la Constitución Política de la República, los municipios de la República de Guatemala son instituciones autónomas y dentro de sus principales funciones se encuentra la de atender los servicios públicos locales, el ordenamiento territorial de su jurisdicción y el cumplimiento de sus fines propios. Contemplándose además en la Carta Magna que para los efectos correspondientes emitirán las ordenanzas y reglamentos respectivos.

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con lo establecido en el Código Municipal, le corresponde al Concejo Municipal modificar, adherir o derogar los acuerdos, ordenanzas, reglamentos o disposiciones emitidos por el mismo Cuerpo Colegiado en beneficio de la población y mejor aplicabilidad de los fines para los cuales fue creado.

**CONSIDERANDO:**

Que es competencia del Concejo Municipal velar por el funcionamiento eficiente, seguro y continuo de los servicios de transporte de personas y carga dentro de su jurisdicción, por lo cual emitió el Reglamento para la Prestación del Servicio de Taxis y Vehículos Fletados de Cobán, Alta Verapaz, publicado en el Diario de Centro América el 08 de Febrero de 2006.

**POR TANTO:**

Con fundamento en lo que para el efecto establecen los artículos: 1º, 2º, 5º, 12º, 26, 253, 254, 259, de la Constitución Política de la República de Guatemala; y, 2, 3, 33, 35, incisos a), i), 40, 42, 67, 68 inciso d), del Decreto 12-2,002 Código Municipal

**ACUERDA:**

a) Aprobar las siguientes modificaciones que por adhesión se realizan al Reglamento para la Prestación del Servicio de Taxis y Vehículos Fletados de Cobán, Alta Verapaz, el cual fue aprobado mediante Punto Octavo del Acta de Sesiones de Concejo Municipal Número 009-2006, de fecha treinta y uno de enero del año dos mil seis; y, publicado en el Diario de Centro América, el 08 de Febrero de 2006, conforme lo siguiente:

Se adiciona el Artículo 28 bis, el cual queda así:  
**Artículo 28 bis:** El Juzgado de Asuntos Municipales será el encargado de velar por cumplimiento y la aplicación de las sanciones que se establecen en el presente reglamento. En todo expediente se deberá garantizar y asegurar el cumplimiento y respeto al debido proceso y, demás derechos y garantías procesales establecidas en la Constitución y Leyes aplicables.

Se adiciona el Artículo 28 ter, el cual queda así:  
**Artículo 28 ter:** En el trámite de los expedientes en los cuales se impongan sanciones de las contempladas en el presente Reglamento, los interesados podrán hacer uso de los medios de impugnación establecidos en el Código Municipal.

Se adiciona el Artículo 28 quater, el cual queda así:  
**Artículo 28 quater:** El Juzgado de Asuntos Municipales deberá presentar informe mensual al Alcalde sobre las actividades y funciones desarrolladas en aplicación del presente Reglamento. Con base en dicho informe el Alcalde presentará informe cada seis meses al Concejo Municipal, luego de lo cual se podrá tomar decisiones para la mejora en la atención y el servicio al vecino en esa dependencia, así como cualquier otra resolución del Concejo que sea necesaria y se deriven del trámite de los expedientes que se originen de la aplicación del presente Reglamento.

b) Aprobar por UNANIMIDAD y, con efectos inmediatos, la publicación en el Diario de Centro América de las presentes modificaciones que por adhesión se aprueban, cobrando las mismas vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

Y PARA REMITIR A DONDE CORRESPONDE, EXTIENDO, SELLO Y FIRMA LA PRESENTE CERTIFICACION, DEBIDAMENTE CONFRONTADA CON SU ORIGINAL, EN EL MUNICIPIO DE COBÁN, DEPARTAMENTO ALTA VERAPAZ, A NUEVE DÍAS DEL MES DE AGOSTO DEL AÑO DOS MIL SEIS.

SILVIA MARIA DÍAZ ROSALES DE SIERRA  
SECRETARIA MUNICIPAL



OTTO ROBERTO CHAVARRIA PÉREZ  
ALCALDE MUNICIPAL INTERINO

(136974-2)-31-agosto



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN No. CNEE-116-2006

Guatemala, 29 de agosto de 2006  
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

Que a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, le corresponde entre otras funciones definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas, de conformidad con la referida Ley y su Reglamento.

**CONSIDERANDO:**

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 80 y 95 estipula que la Comisión aprobará, para cada Empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores regulados en la zona que se le autorizó prestar el servicio y cada cinco años fijará tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del Servicio de Distribución Final.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, Decreto 96-2000 del Congreso de la República, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos y normativa vigente; estableciéndose que la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución, y del Valor Agregado de Distribución -VAD-.

**CONSIDERANDO:**

Que esta Comisión por medio de la Resolución CNEE-35-2001 aprobó el primer pliego tarifario para Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios para el periodo comprendido de abril de 2001 a marzo de 2006, cuya vigencia se amplió por un plazo indefinido, a través de la Resolución CNEE-76-2006 y de conformidad con el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Que asimismo, por medio de la Resolución CNEE-51-2003 aprobó el pliego tarifario para Tarifa Social para la referida distribuidora, estableciéndose que la vigencia del mismo finaliza con la vigencia de la Resolución CNEE-35-2001.

**CONSIDERANDO:**

Que el Departamento de Mercado Regulado de esta Comisión, con fecha de 01 de agosto de dos mil seis, recibió el informe final del estudio del VAD y la propuesta de pliegos tarifarios de Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, el cual fue revisado y aprobado, recomendando emitir el Pliego Tarifario correspondiente con el cálculo del VAD actualizado y de aplicación general para dicha distribuidora.

**POR TANTO:**

Con base en lo considerado, leyes citadas y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

**RESUELVE:**

1. Aprobar los estudios tarifarios y fijar, para el quinquenio comprendido del 1 de septiembre de 2006 al 31 de agosto de 2011, las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódicas, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del servicio de distribución final, que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, así:

#### A. CONDICIONES GENERALES

1. Se reconoce como usuario al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Para efectos del pliego tarifario, los usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor a once (11kW) y menor o igual a cien kilovatios (100 kW).
3. Para los usuarios de la categoría a), indicada en el numeral anterior, la Distribuidora les aplicará la tarifa simple (BTS). Los usuarios de la categoría b), podrán elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión, descritas más adelante, respetando las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le correspondiera.
4. En el caso que el usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su instalación con los equipos de medición adecuados para verificar la demanda horaria de potencia, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente más beneficios para el consumidor, con base a las características del consumo del mismo, dentro de las tarifas BTDP, BTDp, MTDp y MTDfp.

El usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BTH o MTH según corresponda. Para esta clase de usuario la determinación de participación o no dentro de la punta se realizará basándose en los registros reales de medición.

5. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
6. En tanto no se efectúe el estudio de Caracterización de Carga, se entenderá como un usuario con participación en la punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del usuario y su Potencia contratada, sea mayor o igual a 0.5. Para este efecto la demanda media de potencia se determinará como el promedio de consumo de energía eléctrica mensual (kWh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, en un periodo de seis meses, dividido por el promedio del número de horas de los meses correspondientes.

7. La Distribuidora deberá informar al usuario la alternativa de actualización del valor de la potencia contratada, cuando en un período superior a seis meses no se supere el 75% del valor de la potencia contratada. Si el usuario lo solicitare, la Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica hasta los últimos seis meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, este no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el cliente podrá solicitar a la distribuidora la modificación de su demanda, quien está obligada a aplicar, en este caso las nuevas condiciones que tendrán siempre una vigencia obligada mínima de seis meses y hasta por el plazo que las partes estimen conveniente.

8. El exceso de potencia máxima sobre la potencia contratada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.

9. La reclasificación de la tarifa se podrá realizar en cualquier momento, en los siguientes casos: a) A requerimiento del usuario, cuando considere que la tarifa que le aplica La Distribuidora no es la adecuada; y b) De oficio por la Distribuidora en los casos en que detecte el cambio de las características en el consumo por parte del usuario, en cuyo caso deberá demostrar este extremo en forma fehaciente. En todo caso, tanto el usuario como la Distribuidora están obligados a comprobar los extremos del párrafo anterior.

10. La opción tarifaria acordada, entre el usuario y la Distribuidora regirá para un período mínimo de doce meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente, salvo acuerdo en contrario o reclasificación por comportamiento en el consumo o por solicitud del usuario.

11. Un usuario con servicio conectado en media tensión podrá requerir que su consumo sea medido en baja tensión, debiendo aceptar que a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente en media tensión se les realice un recargo por pérdidas de transformación, equivalente al uno por ciento (1%) de los mismos: siempre y cuando no cuente con el equipo de medición adecuada que pueda ser programado para que se realice en forma automática la compensación de pérdidas.

12. Cuando el consumo de energía eléctrica de un usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente, se les hará un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los mismos, por cada centésima (0.01) en que dicho factor baja del límite establecido en la normativa.

13. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un (1) año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, iluminaciones de plazas o escenarios en eventos especiales u otros de características similares. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora podrá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.

14. La acometida y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora, sin costo para el usuario. Todas las instalaciones interiores, a partir de este punto, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del usuario. La reposición de los equipos de medición, causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos, correrá por cuenta del usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso el usuario queda exonerado. Cualquier gasto derivado de cambios, remoción y traslado de las instalaciones eléctricas serán sufragados por el interesado o por quien las origine.

15. Para efectos de facturación, el período del servicio será mensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

16. La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora a aquellos usuarios que tuvieren pendiente el pago de una factura después de treinta días de la fecha de emisión de la misma. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola con base a la tasa de interés activa promedio ponderada del trimestre de compras publicada por el Banco de Guatemala. Estableciéndose un valor inicial de interés por mora del 1% mensual. No se podrá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

17. El pago de las facturas se podrá realizar en los lugares contratados o designados para el efecto por la Distribuidora. Esta información deberá ser incluida en el requerimiento de cobro.

18. Para el alumbrado público y alumbrado exterior, la energía se calculará como la sumatoria de multiplicar el voltaje del bulbo de cada lámpara por doce (12) horas de uso diarias.

La tarifa de alumbrado público únicamente incluye el costo de abastecimiento de energía; los costos de inversión, operación y mantenimiento del servicio de alumbrado público serán por cuenta del Municipio, y los del alumbrado exterior particular serán por parte del interesado.

19. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, establecido por medio del Decreto 96-2000 del Congreso de la República, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de conformidad con la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica. Se reconoce como usuario de tarifa social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consuma un promedio diario de hasta 10 kWh.

20. Definiciones de los cargos:

- **Cargo fijo por consumidor:** Es un cargo correspondiente a los costos administrativos de la Distribuidora relacionados con la comercialización de la electricidad.
- **Cargo unitario por energía:** Es un cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.
- **Cargo unitario por potencia de punta:** Es el cargo aplicado a la Potencia demandada por el usuario en el horario de punta. Correspondientes a la potencia máxima integrada en períodos sucesivos de 15 minutos medidos en el horario de punta.
- **Cargo unitario por potencia contratada:** Es el cargo relacionado con la Potencia que el usuario contrata con la Distribuidora.

- **Cargo unitario por potencia máxima:** Es el cargo aplicado al valor más alto de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

Para efectos de facturación se distinguen entre los cargos atribuibles a las actividades de generación y transporte y aquellos cargos atribuibles a la actividad de distribución.

**B. PRECIOS BASE Y CONSTANTES**

21. Los precios base iniciales de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución son los siguientes:

Precio Base Inicial de Energía TS	PBE tsq	0.216228
Precio Base Inicial de Potencia TS	PBP tsq	49.591750
Precio de Base Inicial de Energía TNS	PBE nsq	0.336010
Precio de Base Inicial de Potencia TNS	PBP nsq	52.073710

22. Los precios base por uso de la red. Valores Agregados de Distribución (VAD), según el nivel de tensión son los siguientes:

Valor Agregado de Distribución en Media Tensión	VAD MTq	32.832621
Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión	VAD BTq	64.068834

23. Los valores base de Cargo Fijo por Consumidor son los siguientes:

Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTS	CFBTSq	7.614739 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTDP	CFBTDPq	244.305433 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTDFP	CFBTDFPq	244.305433 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTH	CFBTHq	246.311367 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTDp	CFMTDp	244.305433 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTDfp	CFMTDfp	244.305433 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa MTH	CFMTHq	246.311367 Q-Cliente mes
Cargo Fijo Por Consumidor Base Tarifa BTS Social	CFTSq	7.614739 Q-Cliente mes

24. Los factores de expansión de pérdidas son los siguientes:

FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA		
Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Media Tensión	FEPPMT	1.096657
Factores de Expansión de Pérdidas Potencia en Baja Tensión	FEPPBT	1.072546

FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Media Tensión	FEPEMT	1.051325
Factores de Expansión de Pérdidas Energía en Baja Tensión	FEPEBT	1.185812

25. Constantes:

Factores de Coincidencia de la Distribuidora	
Factor de Punta (Fpta)	0.9
Factor Fuera Punta (Ffpfa)	0.91

Factores de Coincidencia en Punta en MT	
F1MTP	0.800
F2MTP	0.800
F3MTP	1.000

Factores de Coincidencia fuera Punta en MT	
F1MTFP	0.450
F2MTFP	0.600
F3MTFP	1.000

Factores de Coincidencia en Punta en BT	
F1BTP	0.800
F2BTP	0.800
F3BTP	1.000

Factores de Coincidencia fuera Punta en BT	
F1BTFP	0.450
F2BTFP	0.600
F3BTFP	1.000

Número Horas Uso Tarifa BTS - NHU BTS	342
Número de Horas de Uso TS - NHU BTSS	342
Número de Horas de Uso Alumbrado Público - NHUAP	367

**26. CONSTANTES DE VAD**

Valores de Punta	VAD Asignado
VADMTP BTSS	0.0022 Q/kWh
VADMTP BTS	0.0022 Q/kWh
VADMTP BTD	0.2034 Q/kW
VADMTP BTDP	0.4821 Q/kW
VADMTP AP	0.0021 Q/kWh
VADMTP MTD	0.2034 Q/kW
VADMTP MTDp	0.4821 Q/kW
VADMTP BTH	0.6780 Q/kW
VADMTP MTH	0.6780 Q/kW
VADBTp BTSS	0.0043 Q/kWh
VADBTp BTS	0.0043 Q/kWh
VADBTp BTD	0.3969 Q/kW
VADBTp BTDP	0.9408 Q/kW
VADBTp AP	0.0040 Q/kWh
VADBTp BTH	1.3230 Q/kW

Valores Fuera de Punta	VAD Asignado
VADMTFP BTSS	0.0805 Q/kWh
VADMTFP BTS	0.0805 Q/kWh
VADMTFP BTD	27.5413 Q/kW
VADMTFP BTDP	27.5413 Q/kW
VADMTFP AP	0.0750 Q/kWh
VADMTFP MTD	27.5413 Q/kW
VADMTFP MTDp	27.5413 Q/kW
VADMTFP BTH	27.5413 Q/kW
VADMTFP MTH	27.5413 Q/kW
VADBTFP BTSS	0.1571 Q/kWh
VADBTFP BTS	0.1571 Q/kWh
VADBTFP BTD	53.7435 Q/kW
VADBTFP BTDP	53.7435 Q/kW
VADBTFP AP	0.1464 Q/kWh
VADBTFP BTH	53.7435 Q/kW

**C. FORMULAS DE AJUSTE**

27. **AJUSTE TRIMESTRAL** Las fórmulas de ajuste periódico que aplicará La Distribuidora al cargo por la energía a la entrada de la distribución, se calcularán tanto para la aplicación de tarifa social, como para las tarifas fuera de la tarifa social, por lo que en adelante aparezca como un subíndice TNS-TS, se entenderá dicha aplicación para ambas tarifas. El ajuste trimestral se calculará como la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente, para ser trasladado como cargo por energía al usuario final, conforme lo siguiente:

$$PPR_n^{TNS-TS} = \sum_{i=1}^3 (P_{P,i} \times Q_{P,i})$$

$$PPER_n^{TNS-TS} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{S_{CTNS-TS}} (P_{ENR,i,j} \times Q_{ENR,i,j})$$

$$APP_n^{TNS-TS} = PPR_n^{TNS-TS} - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{S_{CTNS-TS}} (DF_{i,j}^{TNS-TS} \times PTP_{i,j}^{TNS-TS} \times PPR_n^{TNS-TS})$$

$$APE_n^{TNS-TS} = PPER_n^{TNS-TS} - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{Q_{Pot,i}} (EP_{i,j}^{TNS-TS} \times PTE_{i,j}^{TNS-TS} \times PE_{N,i}^{TNS-TS})$$

$$APOCR_n^{TNS-TS} = OCR_n^{TNS-TS}$$

$$SNA_n^{TNS-TS} = APP_{n-1}^{TNS-TS} + APE_{n-1}^{TNS-TS} + APOCR_{n-1}^{TNS-TS} + CNEE_{n-1}^{TNS-TS} + SNA_{n-1}^{TNS-TS} - AT_{n-1}^{TNS-TS} \times \sum_{i=1}^3 EP_{i,n-1}^{TNS-TS}$$

$$CCNEE_n^{TNS-TS} = EFTNS-TS \times TarifaResidencial * 0.003$$

Donde:

PPR <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre "n".
P <sub>Pot,i</sub>	: Precios de compra de potencia para el mes "i".
Q <sub>Pot,i</sub>	: Cantidades de potencia compradas en el mes "i".
PPER <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre "n".
P <sub>ENER,g,i</sub>	: Precios de compra de energía, spot o contractuales "g", para el mes "i".
Q <sub>ENER,g,i</sub>	: Cantidades de de energía compradas, spot o contractuales "g", para el mes "i".
APP <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre "n".
DF <sub>i</sub>	: Demanda facturado en kW en el mes "i" en cada categoría tarifaria "i".
PTP <sub>i</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Parámetros tarifarios aplicados para la recuperación de costos de potencia en cada categoría tarifaria "i".
PP <sub>N,i</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Precio base de Potencia de Tarifa No Social y Tarifa Social del año estacional "N" correspondiente y aplicado en la facturación en el mes "i" en cada categoría tarifaria "i".
APE <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Ajuste por Pago de Energía en el trimestre "n".
EF <sub>i</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Cantidad de energía facturada en kwh en el mes "i" en cada categoría tarifaria "i".
PTE <sub>i</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Parámetros tarifarios aplicados para la recuperación de costos de energía en cada categoría tarifaria "i".
PE <sub>N,i</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Precio base de energía de Tarifa No Social y Tarifa Social del año estacional "N" correspondiente y aplicado en la facturación en el mes "i" en cada categoría tarifaria "i".
APOCR <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Ajuste por Pago de otros costos reales en el trimestre "n".
OCR <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Otros costos reales en trimestre "n", que en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, apruebe la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. De acuerdo a lo establecido en el artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se incluyen dentro de este concepto las cuotas al Administrador del Mercado Mayorista.
SNA <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Saldo no ajustado al trimestre "n".
AT <sub>n-1</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Se refiere al Ajuste Trimestral de Tarifa No Social y Tarifa Social calculado en el Ajuste trimestral inmediato anterior y aplicado en la facturación de los meses "i+1".
CCNEE <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Monto pagado a CNEE durante el trimestre "n" en concepto del aporte establecido en el artículo 8 de la Ley General de Electricidad. Estos montos deberán compararse en el siguiente ajuste con los realmente pagados por la distribuidora en el trimestre en cuestión y efectuar los ajustes correspondientes incluyéndolo en el SNA.
Tarifa residencial	: Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala Vigente durante el mes "i".
Subíndice n	: Se refiere al trimestre de compras "n" considerado.
Subíndice n-1	: Se refiere al trimestre anterior al trimestre "n" de compras que esta siendo considerado.
Subíndice "i"	: Se refiere a cada mes "i" de compras del trimestre "n" considerado.
"ntar"	: Tipos de tarifas existentes.
EP <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Total de energía facturada en kwh de cada tarifa correspondiente al trimestre "n".

$$AT_n^{TNS-TS} = \frac{APP_n^{TNS-TS} + APE_n^{TNS-TS} + APOCR_n^{TNS-TS} + CCNEE_n^{TNS-TS} + SNA_n^{TNS-TS}}{\sum EP_{n+1}^{TNS-TS}} - MR_n$$

Donde:

AT <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Ajuste de Tarifa No Social y Tarifa Social a aplicarse en el trimestre de facturación "n+1".
$\sum EP_{n+1}^{TNS-TS}$	: Proyección de energía de Tarifa No Social y Tarifa Social para el trimestre de facturación "n+1".
MR <sub>n</sub>	: Monto a recuperar en el trimestre de facturación "n+1".
Subíndice n+1	: Se refiere al siguiente trimestre de facturación.

28. MONTO A DEBITAR TRIMESTRALMENTE POR PERDIDAS DE ENERGIA RECONOCIDA.

Trimestralmente se debitará por concepto de pérdidas el porcentaje de pérdidas semestrales reales de la Distribuidora, de la siguiente manera:

Semestralmente se calculará el porcentaje de pérdidas reales de la Distribuidora, así:

$$\%PREAsem_m = \frac{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n+1}) - (EFDtrim_n + EFDtrim_{n+1})}{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n+1})}$$

El valor de %PREAsem<sub>m</sub> se usará de referencia para dos trimestres consecutivos.

Donde:

- %PREAsem<sub>m</sub>: Porcentaje de pérdidas reales de Energía de la Distribuidora en el semestre "m".
- CEDtrim<sub>n</sub>: Cantidades de energía compradas en el trimestre "n" por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias, incluyendo el mercado spot y los contratos vigentes.
- EFDtrim<sub>n</sub>: Energía Facturada en el trimestre "n" por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias.

Posteriormente, deben de compararse las pérdidas reales de energía con las pérdidas reconocidas (%PREC<sub>m</sub>), tal como aparece en la tabla siguiente:

Sep-06	a	Ago-07	26.00%
Sep-07	a	Ago-08	23.50%
Sep-08	a	Ago-09	21.00%
Sep-09	a	Ago-10	18.50%
Sep-10	a	Ago-11	16.00%

De manera trimestral, y a partir del primer ajuste trimestral, si %PREAsem<sub>m</sub> > %PREC<sub>m</sub>, entonces, se restará el valor de APPER<sub>n</sub> calculado del APE del trimestre relacionado. El valor de APPER<sub>n</sub> se calculará, conforme a la siguiente formula:

$$APPER_n^{TNS-TS} = Qtrim_n \times (\%PREAsem_m - \%PRECsem_m) \times PM^{TNS-TS}$$

Donde:

$$Qtrim_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{Q_{ENER,i}} Q_{ENER,g,i}^{TNS-TS}$$

APPER <sub>n</sub> <sup>TNS-TS</sup>	: Ajuste Semestral por Pérdidas.
Qtrim <sub>n</sub>	: Cantidades de energía compradas spot "s" o contractuales "g", en el trimestre "n" (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos "i") para todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social (para el caso de Tarifa No Social) y cantidades de energía compradas spot "s" o contractuales "g", en el trimestre "n" (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos "i"), para la Tarifa Social.
%PREAsem <sub>m</sub>	: Porcentaje de Pérdidas Reales en el semestre "m".
%PRECsem <sub>m</sub>	: Porcentaje de Pérdidas Reconocidas en el semestre "m", de acuerdo a tabla aprobada por la CNEE.
PM <sup>TNS-TS</sup>	: Precio Monómico de Compras para las Tarifas No Sociales y Tarifa Social, calculado como la suma de costos de energía y potencia en el trimestre "n" considerado y dividido entre la energía comprada en el trimestre para este grupo de consumo.

29. AJUSTE DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN: Los Valores Agregados de Distribución, (VAD) se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FAVAD_{MT,j} = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_j}{TC_0} \times \sum_{i=1}^T \alpha_{i,T} \times \frac{(1+Ta_{i,j})}{(1+Ta_{i,0})} + \frac{TC_j}{TC_0} \times P_{TS} - X$$

$$FAVAD_{BT,j} = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_j}{TC_0} \times \sum_{i=1}^T \alpha_{i,T} \times \frac{(1+Ta_{i,j})}{(1+Ta_{i,0})} + \frac{TC_j}{TC_0} \times P_{TS} - X$$

Donde:

- FAVADMT<sub>j</sub>: Factor de Ajuste del VAD de Media Tensión para el semestre j que corresponda.
- FAVADBT<sub>j</sub>: Factor de Ajuste del VAD de Baja Tensión para el semestre j que corresponda.
- IPC<sub>0</sub>: Índice de Precios al Consumidor Base, del área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística), igual a 149.28 correspondiente al mes de Junio de 2006).
- IPC<sub>j</sub>: Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente a dos meses anteriores al mes inicial del período j de facturación, (período de seis meses).
- TC<sub>0</sub>: Tipo de Cambio base igual a 7.778 Q/US\$.
- TC<sub>j</sub>: Tipo de Cambio de referencia de venta publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín "Información del Mercado Bancario", correspondiente al del último día del mes, de dos meses anteriores al mes inicial del período j de facturación, (período de seis meses).
- Ta<sub>0</sub>: Tasa arancelaria del material "T" al mes de mayo de 2005.
- Ta<sub>j</sub>: Tasa arancelaria del material "T" a la fecha del ajuste.
- X: Factor de reducción anual que toma en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, aplicable anualmente, en cumplimiento del artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. El valor es igual a cero para la presente fijación tarifaria.

P <sub>NT</sub>	42.6%	40.0%
α <sub>postes concreto</sub>	12.2%	8.0%
α <sub>cable aluminio</sub>	8.7%	10.0%
α <sub>herrajes</sub>	2.9%	1.0%
α <sub>equipo alarico</sub>	1.2%	0.0%
α <sub>transformadores</sub>	0.0%	11.0%
α <sub>medidores</sub>	0.0%	15.0%
P <sub>TS</sub>	32.3%	15.1%

Postes de Concreto	6810,99.00
Cable Desnudo de Aluminio	7514,10.00
Equipo Eléctrico	8535,21.00
Herrajes	7318
Transformadores	8504,33.00
Medidores	9028,30.10

30. AJUSTE AL CARGO FIJO. Los Cargos Fijos por usuario se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FACF_j = \frac{IPC_j}{IPC_0} \times 0.85 + \frac{TC_j}{TC_0} \times 0.15$$

Donde:

- FACF<sub>j</sub>: Factor de Ajuste del Cargo Fijo para el semestre "j" que corresponda.

31. AJUSTE ANUAL: De acuerdo al artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, los precios base iniciales se ajustarán de acuerdo a los precios medios para el año estacional que corresponda, los cuales calcule el AMM, siguiendo la NCC-11, utilizando las siguientes fórmulas:

$$PE_{ENS-15,N} = PBE_{ENS-15,0} * FAPE_{ENS-15,N} \quad \text{y} \quad PP_{ENS-15,N} = PBP_{ENS-15,0} * FAPP_{ENS-15,N}$$

Donde:

$$FAPE_{ENS-15,N} = \frac{PBE_{ENS-15,N}}{PBE_{ENS-15,0}} \quad \text{y} \quad FAPP_{ENS-15,N} = \frac{PBP_{ENS-15,N}}{PBP_{ENS-15,0}}$$

Donde:

- PE<sub>ENS-15,N</sub>: Precio Base inicial de Energía para Tarifa No social y Tarifa Social, ajustado para el año estacional "N" que corresponda.
- PP<sub>ENS-15,N</sub>: Precio Base inicial de Potencia para Tarifa No social y Tarifa Social I, ajustado para el año estacional "N" que corresponda.
- FAPP<sub>ENS-15,N</sub>: Factor de ajuste anual al precio de la potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "N".
- FAPE<sub>ENS-15,N</sub>: Factor de ajuste anual al precio de energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "N".
- PBP<sub>ENS-15,0</sub>: Precio Base inicial de Potencia para Tarifa No social y Tarifa Social.
- PBE<sub>ENS-15,0</sub>: Precio Base inicial de Energía para Tarifa No social y Tarifa Social.
- PBP<sub>ENS-15,N</sub>: Precio Base de Potencia para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "N" proporcionado por el AMM, aprobado por CNEE, y corregido por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año que corresponda.
- PBE<sub>ENS-15,N</sub>: Precio Base de Energía para Tarifa No Social y Tarifa Social en el año "N" proporcionado por el AMM aprobado por CNEE, y corregido por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año que corresponda.

**D. ESTRUCTURA TARIFARIA**

a) Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para usuarios conectados en media tensión: (MTH).

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FCP + FPPMT \* VADMTP<sub>MTH</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMT \* VADMTP<sub>MTH</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>

b) Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTH).

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía Q/kWh = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* FCP + FPPMT \* FPPBT \* VADMTP<sub>BTH</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + VADBTP<sub>BTH</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMT \* FPPBT \* VADMTP<sub>BTH</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* VADBTP<sub>BTH</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>

c) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDp)

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* F12MTP + FPPMT \* VADMTP<sub>MTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMT \* VADMTP<sub>MTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>

d) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp).

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* F12BTP + FPPBT \* FPPMT \* VADMTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* VADBTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMT \* FPPBT \* VADMTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* VADBTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>

e) Tarifa con medición de demanda máxima, baja participación en la punta, para usuarios conectados en media tensión (MTDp)

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* F12MTP + FPPMT \* VADMTP<sub>MTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPMT \* VADMTP<sub>MTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub>

$$= FPPMT * VADMTP<sub>MTDp</sub> * FAVADMT<sub>F</sub>$$

f) Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp).

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFID<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW) = PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* F12BTP + FPPBT \* FPPMT \* VADMTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* VADBTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW) = FPPBT \* FPPMT \* VADMTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* VADBTP<sub>BTDp</sub> \* FAVADBT<sub>F</sub>

g) Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin carga por demanda (BTS).

- Cargo por Consumidor (Q-usuario/mes) = CFTBTS<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub> + PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* 1/NHUBTS + FPPBT \* FPPMT \* (VADMTP<sub>BTS</sub> + VADMTP<sub>BTS</sub>) \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* (VADBTP<sub>BTS</sub> + VADBTP<sub>BTS</sub>) \* FAVADBT<sub>F</sub>

h) Tarifa de alumbrado público y alumbrado Exterior (AP)

- Cargo Unitario por Energía (Q/kWh) = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub> + PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* 1/NHUAP + FPPBT \* FPPMT \* (VADMTP<sub>AP</sub> + VADMTP<sub>AP</sub>) \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* (VADBTP<sub>AP</sub> + VADBTP<sub>AP</sub>) \* FAVADBT<sub>F</sub>

i) Tarifa Social (aplicable a los primeros 100 kWh de consumo):

- Cargo por Consumidor (CF) (Q-usuario/mes) = CFTBTS<sub>0</sub> \* FAC<sub>F</sub>
- Cargo por Energía (CE) Q/kWh = PE<sub>ENS,N</sub> \* FPEMT \* FPEBT + AT<sub>ENS,N+1</sub> + PP<sub>ENS,N</sub> \* FPPMT \* FPPBT \* 1/NHUBTS + FPPBT \* FPPMT \* (VADMTP<sub>BTS</sub> + VADMTP<sub>BTS</sub>) \* FAVADMT<sub>F</sub> + FPPBT \* (VADBTP<sub>BTS</sub> + VADBTP<sub>BTS</sub>) \* FAVADBT<sub>F</sub>

**Aplicación del Cargo de Energía:**

La Distribuidora determinará mensualmente el consumo de cada usuario que corresponda a la categoría de Baja Tensión, Simple, y cuando dicho consumo mensual cumpla con el criterio de ser menor ó igual a 300 kWh o bien cuando dicho consumo sea menor ó igual a un promedio de 10 kWh diarios, aplicará a la facturación el procedimiento siguiente:

**Cargo fijo:** El cargo fijo se debe facturar de acuerdo a lo establecido en esta resolución.

**Cargo por energía:** El cargo por energía a aplicar a la energía total mensual en kilovatios-hora consumida por el usuario de tarifa social (en adelante denominada CF), se calculará de la siguiente forma:

**Para CF ≤ 100 kWh ó equivalente al promedio diario de 3.33 kWh:**

La cantidad de energía consumida (denominada en adelante Ea) será facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social aprobado para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

**Para CF > 100 kWh:**

La cantidad de energía consumida hasta 100 kWh (denominada en adelante Ea) será facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social y sus respectivos ajustes. La Energía restante, E = CF - Ea será facturada con el cargo por energía de la tarifa BTS aprobada para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

En la factura del usuario, se deberá detallar la cantidad de energía, el cargo unitario de energía aplicado y el monto facturado separando la información referente a la facturada bajo el pliego establecido en la presente resolución y sus respectivos ajustes y la cantidad de energía facturada con el cargo unitario de energía de la Tarifa Baja Tensión Simple aprobada para la distribuidora y sus respectivos ajustes.

**BLOQUE DE TARIFA SOCIAL:** El bloque de consumo que corresponde a tarifa social se entenderá como la suma de los Bloques Ea de cada usuario "i" de tarifa social igual a  $\sum E_{ai}$

**E. PLIEGO TARIFARIO BASE**

32. Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin carga por demanda (BTS).

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	7.6147
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.8685

33. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4189
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	40.7761
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	90.0368

34. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Cargo unitario por Energía (Q/kWh)	0.4189
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	17.2024
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	90.0368

35. Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTH)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	246.3114
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.4189
Carga Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes)	57.3413
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	90.0368

36. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	37.0772
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

37. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	244.3054
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	15.6419
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

38. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	246.3114
Carga unitario por Energía (Q/kWh)	0.3533
Carga Unitario por Potencia de punta (Q/kW-mes)	52.1398
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.2034

39. Tarifa de Alumbrado Público y Alumbrado Exterio: Particular

Carga por Energía (Q/kWh)	0.8378
---------------------------	--------

40. TARIFA SOCIAL (aplica para los primeros 100 kWh)

Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	7.6147
Carga por Energía (Q/kWh)	0.7108

41. CARGO POR CORTE Y RECONEXION. Se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión para los usuarios conectados en Baja Tensión Simple en ciento veinticinco quetzales (Q.125.00), y para los usuarios con demandómetro se fija el valor máximo de cargo por corte y reconexión en quinientos quetzales (Q.500.00). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio o cuando la Comisión Nacional de Energía Eléctrica así lo ordene precautoriamente en cada caso.

- II. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, está obligada a entregar a la Comisión, con un mínimo de diez (10) días hábiles de antelación a la fecha de su entrada en vigor de un ajuste toda la información y documentación que fundamente y respalda los valores para el correspondiente ajuste trimestral y semestral, en caso de existir diferencias la Comisión le conferirá audiencia a la distribuidora por el tiempo que en la resolución se estipule para que exponga sus argumentos y acompañe la documentación de respaldo, estando obligada a resolver con su pronunciamiento a sin él. En caso de omisión u inobservancia del plazo relacionado u omisión de remisión de la información, la Comisión, bajo la responsabilidad de la Distribuidora podrá fijar o decidir los valores a aplicar en el siguiente semestre.

- III. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, está obligada a entregar a la Comisión, toda la información necesaria para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución.

- IV. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal estará obligada a entregar mensualmente a la Comisión, la información de los usuarios beneficiados con la tarifa social, en medio magnético la que deberá contener lo siguiente: número de correlativo, consumo en kWh, cargo total facturado al usuario en Quetzales, días de facturación y toda aquella información necesaria que en su momento solicite la Comisión, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución.

- V. Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, del Departamento de Izabal, no podrá aplicar a sus usuarios finales precios mayores a los aprobados en la presente resolución.

- VI. La presente Resolución entrará en vigencia el uno de septiembre de dos mil seis.

Publíquese

Licenciado José Toledo Ordóñez  
Presidente

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos  
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
Director

(134002-2)-31-agosto



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN No. CNEE-117-2006

Guatemala, 29 de Agosto de 2006

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en su artículo 2, establece que las normas de dicha ley, son aplicables a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad; y, en su artículo 4, señala que son funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir la ley mencionada, y que debe velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, así como proteger los derechos de los usuarios, previniendo conductas atentatorias contra la libre competencia, y prácticas abusivas o discriminatorias, definiendo así, las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, debiendo emitir la metodología que contemple el cálculo de las mismas.

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 59 inciso b), 60 y 64, que los precios de los suministros que están sujetos a regulación y los peajes a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes, serán determinados por la Comisión, apeguándose a las disposiciones de la misma y su reglamento, y reflejarán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados.

#### CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en sus artículos 66 y 70, preceptúan que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre, y que, adicionalmente al peaje en el sistema principal, todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje secundario que corresponderá al Valor Agregado de Distribución por unidad de potencia máxima que la Comisión determine para el cálculo de las tarifas para clientes finales.

#### CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 64, establece: "... Los Prestadores de la Función de Transportista recibirán por el uso de sus instalaciones un Peaje máximo igual al Valor Agregado de Distribución, calculado en función de los Coeficientes de Pérdidas y la Potencia Máxima demandada o generada por el Usuario que requiera el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la Tarifa Base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado."; y en el artículo 89, numeral 2.1, literal b), señala la necesidad de corregir el cargo por potencia de todos los usuarios, cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta, utilizando factores de coincidencia, según corresponda.

#### CONSIDERANDO:

Que el veintitrés de junio de dos mil tres, esta Comisión emitió la Resolución CNEE-53-2003, la cual fue publicada el veintisiete de junio de dos mil tres, en la que se establecieron los peajes que, en función de transportista, pueden cobrar las distribuidoras, cuyo contenido es necesario actualizar, ya que la misma no refleja, en forma estricta los conceptos que sobre la remuneración de la función de transportista, establece la Ley General de Electricidad, su reglamento y normativa vigente.

#### POR TANTO:

Con base en lo considerado, leyes citadas y en el ejercicio de las facultades que le confiere la Ley General de Electricidad y su reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica,

#### RESUELVE:

- 1) Fijar el peaje máximo en función de transportista, cuando no exista acuerdo entre el Distribuidor y el usuario de la red de distribución, en la forma siguiente:

- 1.1) Peaje máximo en función de transportista:

$$PFT \leq VADMT_n + VADBT_n$$

Donde:

PFT: Peaje Máximo en Función de Transportista.  
 $VADMT_n \leq VADMT + FAVADMT + FCPPMT + FPPMT * Pmax$   
 $VADBT_n \leq VADBT + FAVADBT + FCPPBT + FPPBT * Pmax$   
 Para los usuarios conectados en Media Tensión el término VADBT<sub>n</sub> es igual a cero.

donde:

- VADMT: Valor Agregado de Distribución en media tensión.
- FAVADMT: Factor de ajuste del VAD en media tensión, vigente en el semestre correspondiente.
- F CPPMT: Factor de coincidencia de Potencia de Media Tensión, que corrige la potencia máxima del usuario de la red de distribución, en horas fuera de punta para referir al período de máxima demanda de la Distribuidora. Los factores que deben utilizarse para cada empresa distribuidora son los siguientes: