



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

**RESOLUCION CNEE -145-2008**  
**Guatemala, 30 de julio de 2008**  
**LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones a los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de Distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurándolos de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

**CONSIDERANDO:**

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la



determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años .

**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución, el cual corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada; y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años.

**CONSIDERANDO:**

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte el artículo 98 del mismo reglamento determina que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas las observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que ésta realice independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.



**CONSIDERANDO:**

Que el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, determina que los estudios previstos en el artículo 97 del referido reglamento referentes al estudio del Valor Agregado de Distribución deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y que el artículo 99 del mismo Reglamento establece que "Una vez aprobado el estudio tarifario a que se refieren los artículos anteriores, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica... En ningún caso la actividad de Distribución Final del Servicio de Electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata de forma que se cumpla con el principio ya anunciado."

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, 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; 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-; El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

**CONSIDERANDO:**

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante oficio CNEE-13680-2007, DMJ-NotaS-141 y resoluciones CNEE-124-2007 y CNEE-5-2008 emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, quien con fecha treinta y uno de marzo de dos mil ocho remitió a esta Comisión la nota identificada como GG-045-2008, conteniendo el Estudio Tarifario, para que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica analizara el contenido del mismo, verificando el cumplimiento de lo



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

establecido en los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución y la normativa legal vigente; y que con fecha once de abril de dos mil ocho, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de la Resolución CNEE-63-2008, declaró improcedente el estudio, formulando las observaciones correspondientes, para que el estudio fuera corregido por la Distribuidora a través de su empresa consultora, requiriendo la adecuación del mismo conforme a lo establecido en los Términos de Referencia.

### **CONSIDERANDO:**

Que con fecha cinco de mayo de dos mil ocho, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, por medio de la Nota GG-060-2008, presentó ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Estudio del Valor Agregado de Distribución omitiendo la corrección de la totalidad de las observaciones realizadas por la Comisión a través de la referida Resolución CNEE-63-2008, por lo cual, conforme a lo establecido en la legislación vigente, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-96-2008 formuló por escrito las discrepancias con el Estudio del Valor Agregado de Distribución y ordenó conformar la Comisión Pericial, la cual remitió su pronunciamiento con fecha veinticinco de julio de dos mil ocho.

### **CONSIDERANDO:**

Que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, no realizó la totalidad de correcciones al Estudio Tarifario y que el mismo fue declarado improcedente por medio de la Resolución CNEE-63-2008; y con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y publicar un pliego tarifario vigente y siendo que los pliegos tarifarios para los Usuarios afectos a la Tarifa Social de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vencen el día treinta y uno de julio de dos mil ocho, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-144-2008 de fecha veintinueve de julio de dos mil ocho.

### **POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y la normativa citada,



Comisión Nacional de Energía Eléctrica



**RESUELVE:**

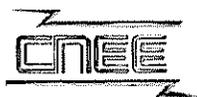
1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final afectados a la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de agosto de dos mil ocho al treinta y uno de julio de dos mil trece, de conformidad con los siguientes puntos:

**CONDICIONES GENERALES:**

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. 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 consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad 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.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. 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 deberá 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.
4. La acometida total y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todas las instalaciones interiores 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 se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. El Distribuidor, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores a los anteriormente establecidos.
  6. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como el promedio de la tasa de interés activa publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
- Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio podrá ejecutarla La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos ó más facturaciones, previa notificación, y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de La Distribuidora, ó (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, La Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.
7. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
  8. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, La Distribuidora no deberá exigir fiador.



9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales ó en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica, asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre el Distribuidor y las Municipalidades.
11. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

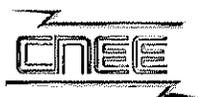
**Cargo Unitario por Consumidor (CF):** es el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

**Cargo Unitario por Energía (CE):** es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

#### PRECIOS BASE

12. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base corresponden a los aprobados en la Resolución CNEE-89-2008, de la siguiente manera:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	58.6141	Q/kW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.8672	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social



### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

13. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD), son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	58.448103	Q / kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	27.880131	Q / kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

### CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

14. El Cargos Base de Consumidor (CF), es:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS <sub>o</sub>	7.437062	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

### PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)

15. Los Factores de Expansión de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario, son los siguientes:

Factor	Valores Base	Definición
FPEBT	1.059468	Factor de Pérdidas de Energía Baja Tensión
FPEMT	1.019778	Factor de Pérdidas de Energía Media Tensión
FPPBTSS	1.068127	Factor de Pérdidas de Potencia Baja Tensión Tarifa Social
FPPMTSS	1.024288	Factor de Pérdidas de Potencia Media Tensión Tarifa Social
FPPBT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia Baja Tensión
FPPMT	1.024275	Factor de Pérdidas de Potencia Media Tensión
FPPBT_MT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión

16. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	472.805132	0.990103	0.990103



17. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTSS</sub>	19.5564%	55.0148%	25.4288%

18. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor de Ajuste	Valor	Descripción
FAP <sub>oITS</sub>	0.924778	Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios Tarifa Social
FABT	1.091180	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.981556	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

19. Cargo Fijo:

a) Cargo Fijo por Usuario (CFBTS<sub>n</sub>)

$$CFBTS_n = CFBTS_o * FACF_{BT}$$

20. Tarifa Social (BTSS)

b) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTSS} = PESTTS \cdot FPEBT \cdot FPEMT$$

$$+ PPSTTS \cdot FAP_{oITS} \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBTSS \cdot FPPMTS$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT_n$$



## 21. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

$$CACYR_{BTSS\_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS\_o}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTSS_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTSS_o</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social.

Los Cargos Base por Corte y Reconexión base son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR<sub>BTSS_o</sub></b>	78.54	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple

## FORMULAS DE AJUSTE

## 22. Ajuste Trimestral

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^3 CP_i$$

Donde:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
<b>CP<sub>i</sub></b>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los Costos asociados a la Potencia cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.



$$CCER_n = \sum_{i=1}^3 CE_i$$

Donde:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>CE<sub>i</sub></b>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los Costos asociados a la Energía cuyo traslado a tarifas sea aprobado por CNEE de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTP_{i+1} \cdot PFP_{i+1})$$

Donde:

<b>APP<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTP<sub>i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
<b>PFP<sub>i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$$

Donde:

<b>APE<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTE<sub>i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía en el mes i+1.
<b>PFE<sub>i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	Otros Costos Reales en el trimestre n, se incluyen dentro de este concepto las cuotas por administración y operación del AMM

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en trimestre n.
<b>n - 1</b>	Trimestre anterior al que está siendo calculado.



$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

<b>AT<sub>n</sub></b>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
<b>MR<sub>n+1</sub></b>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
<b>EP<sub>n+1</sub></b>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
<b>APENR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
<b>APPNR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

### 23. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$$

Donde:

<b>APENR<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPRE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPAE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}_n = CCER_n^{TS} \cdot PRE_n$$

Donde:

<b>MPRE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCER<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales de las categorías tarifarias de los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$PRE_n = \left( \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{marTOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales (Tarifa Social y Tarifa No Social) compradas en el trimestre n por la Distribuidora



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12. GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas existentes. Donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>PTE'<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE''_{i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
<b>PTE''<sub>i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía en el mes i+1. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE''_{i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $PTE_{i+1} - 1$
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social)

El  $APENR^{TS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Si  $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$



## 24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$$

Donde:

<b>APPNR<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPRP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>MPAP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TS}_n = CCPR^{TS}_n \cdot PRP_n$$

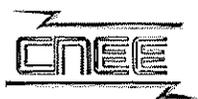
Donde:

<b>MPRP<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios afectados a la Tarifa Social, en el trimestre n

$$PRP_n = \left( \frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{marD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{marETOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1})}{CPD_n} \right)$$

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
<b>CPD<sub>n</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas Mensuales en la entrada de la red de Tarifa Social y Tarifa No Social) en el trimestre n
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda. Donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b><math>PTP'_{i,i+1}</math></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia en el mes $i+1$ y categoría tarifaria $t$ (Tarifa Social y Tarifa No Social). La diferencia con $PTP_{i,i+1}$ radica en que para $PTP'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>ntarETOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda. Donde $t$ = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
<b><math>EF_{i,i+1}</math></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes $i$ de cada tarifa $t$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$ .

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTP''_{i+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

<b><math>MPAP^{TS}_n</math></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre $n$
<b><math>EF_{i,i+1}</math></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes $i$ . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$ .
<b><math>PTP''_{i+1}</math></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia en el mes $i+1$ . La diferencia con $PTP_{i+1}$ radica en que en para $PTP''_{i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $PTP_{i+1} - 1$
<b><math>PP_i</math></b>	Precio de compra de potencia promedio de desvíos de potencia y contratos para el mes $i$ (Tarifa Social)

El  $APPNR^{TS}_n$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Sí  $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Sí  $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$



## 25. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD).

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left( PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 62.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PICP<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 38.0%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, al mes de Diciembre de 2006, igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 54.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

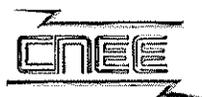
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b>PICP<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 46.0%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N"= 1
<b>Cuota</b>	Monto pagado por EEGSA a la CNEE en concepto del aporte establecido en el Artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
<b>CDMT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>D<sub>max</sub><sub>m,MT</sub></b>	Demanda Máxima mensual de Media Tensión (en kW) de la Red de Distribución de todas las categorías tarifarias de los seis meses anteriores a la fecha del ajuste

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.5%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
<b>Ap<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 15.0%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 14.3%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>Ac<sub>0</sub></b>	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 10.0%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.8%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

<b>A<sub>h0</sub></b>	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.8%
<b>A<sub>eN</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
<b>A<sub>e0</sub></b>	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%
<b>FP<sub>At</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.6%
<b>A<sub>tN</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
<b>A<sub>t0</sub></b>	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%

### 26. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left( PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

<b>FACF<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 39.0%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su pagina WEB ( <a href="http://www.banquat.gob.gt">www.banquat.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/ US\$
<b>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 61.0%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N"= 1



## 27. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
<b>IPC<sub>m</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ) vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente al mes de Diciembre de 2006 igual a 153.78

**28. Ajuste Anual de los Precios Base.** Conforme lo establecido en el Artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar que el Precio Base de Energía se pondere por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PE_{ST_t} = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

<b>PE<sub>ST<sub>t</sub></sub></b>	Precio Base de Energía de la Tarifa t. Donde t= BTS, AP, BTDP, BTDFP, MTD, MTFP, PeajeFT_BT, PeajeFT_MT
<b>PE<sub>PUNTA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
<b>%E<sub>PUNTA</sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
<b>PE<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
<b>%E<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
<b>PE<sub>VALLE</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
<b>%E<sub>VALLE</sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa t, en la Banda Horaria de Valle



### AJUSTES AL 30 DE JUNIO 2008

#### 29. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto-October 2008:

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-141-2008, de fecha veintinueve de julio de dos mil ocho, el AT a aplicar del 1 de agosto al 31 de octubre de 2008, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT <sub>n</sub>	-0.025444	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

#### 30. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2008:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2008, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	1.061289	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de Junio de 2008
FACD <sub>MT</sub>	1.148234	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de Junio de 2008
FACF <sub>BT</sub>	1.101759	Factor de Ajuste del CFBTSo al 30 de Junio de 2008
FACAC <sub>YRm</sub>	1.169463	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de Junio de 2008

### PLIEGO TARIFARIO BASE

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo Unitario por Consumidor	8.193850	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.259075	Q /kWh

31. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de Agosto de 2008 al 31 de Enero de 2009 son los siguientes:

	Valor	Unidad
CAC <sub>YR</sub> BTSS <sub>m</sub>	91.85	Quetzales

32. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la Presente Resolución.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2366-4202

- II. Se derogan las resoluciones CNEE-66-2003, CNEE-67-2003 y CNEE-69-2008, así como cualquier otra resolución que contravenga la presente resolución.
- III. La presente resolución, entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

**PUBLÍQUESE.-**

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford  
Presidente



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ingeniero Enrique Moller Hernández  
Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
Director

