



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-145-2011

Guatemala, 23 de junio de 2011  
LA COMISIÓN 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 de 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 estructurados 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 revisado 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 los 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 los tarifas definitivos a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlo 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, preceptiva 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 la Resolución CNEE-142-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, entidad que con fecha quince de julio de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio número GG-07-047-2010, con el objetivo de solicitar a esta Comisión Nacional de Energía Eléctrica el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio del Valor Agregado de Distribución -EVAD-.

#### CONSIDERANDO:

Que 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 de la Tarifa No Social de Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE-, vencen el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-143-2011 de fecha veintidós de junio del año dos mil once.

#### POR TANTO:

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

#### 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 de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de julio de dos mil once al treinta de junio de dos mil dieciséis, 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 periodo 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 un año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado 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 causado 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 cuartilla que instició y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, o 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 periodos 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 quimestre trimestral calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

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 artículo de los 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 son los que resultan de la aplicación de la Resolución CNEE-82-2011, de la siguiente manera:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTS	56.554383	Q/KW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTS	0.480399	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	84.384554	Q/KW-MES	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	65.820254	Q/KW-MES	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

**CARGOS BASE DE CONSUMIDOR**

14. El Cargo Base de Consumidor (CF) es:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS <sub>0</sub>	9.464367	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

**PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)**

15. Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son los siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.105768	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.033953	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPB <sub>1</sub> MT	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPB <sub>1</sub> TS	1.147712	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPMTS	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTS	429.019409	1.000000	1.000000

17. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

%Emiss	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
	31.426489%	47.706243%	20.867268%

18. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor de Ajuste	Valor	Descripción
FAPoTS	0.933414	Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios Tarifa Social
FAP <sub>1</sub> T	1.028945	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAPMT	1.131840	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

19. Cargo fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS<sub>0</sub>)

$$CFBTS_{0n} = CFBTS_0 * FACF_{BT}$$

20. Tarifa Social (BTS):

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA (CE)

$$CE_{BTS} = PESTS * FPEBT * FPEMT + PPSTS * FAPoTS * FCRedMT_{BTS} * FPPBTS * FPPMTS + CDBT * FACD_{BT} * FAPT * FCRedBT_{BTS} * FPPBT + CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTS} * FPPBT * MT * FPPMT + AT_n$$

21. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTS\_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS\_0}$$

Donde:

CACYR <sub>BTS_m</sub>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR <sub>m</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR <sub>BTS_0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

CACYR <sub>BTS_0</sub>	Valor	Unidad	Descripción
	67.970232	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

**FÓRMULAS 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 Redes 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 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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 Redes 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 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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 Redes en el trimestre n
<b>EF<sub>i,t</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,t+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
<b>PPF<sub>i,t+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

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

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 Redes en el trimestre n
<b>EF<sub>i,t</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,t+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
<b>PFE<sub>i,t+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

Donde:

$$APO_n = \sum COR_n$$

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos redes en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	Otros Costos Redes en el trimestre n, con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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-1</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 Previsita 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 No Reconocidas:**

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR_n^{TS} = MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS}$$

Donde:

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

$$MPRE_n^{TS} = CCER_n^{TS} \cdot PRE_n$$

Donde:

<b>MPRE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Costos de Compra de Energía Redes de las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE

$$PRE_n = \left( \frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{n+1} (EF_{i,t} \cdot PTE_{i,t+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Redes de Energía Tarifa Social y Tarifas No Social en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Social, comprados en el trimestre n por la Distribuidora
<b>nIaTOT</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 (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>EF<sub>i,t</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>i,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE <sub>i,t+1</sub> radica en que en para PTE <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE_n^{TS} = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t} \cdot PTE_{i,t+1}^{TS} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i,t</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,t+1</sub><sup>TS</sup></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE <sub>i,t+1</sub> radica en que para PTE <sub>i,t+1</sub> <sup>TS</sup> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>i,t+1</sub> <sup>TS</sup> - 1)
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .

El **APENR<sub>n</sub><sup>TS</sup>** se incluirá en el cálculo del AT<sub>n</sub> de acuerdo a las condiciones siguientes:

- SI  $MPPRE_n^TS - MPPE_n^TS \leq 0 \rightarrow APENR_n^TS = 0$
- SI  $MPPRE_n^TS - MPPE_n^TS > 0 \rightarrow APENR_n^TS = MPPRE_n^TS - MPPE_n^TS$

**24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas**

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidos de la manera siguiente:

$$APPNR_n^TS = MPRP_n^TS - MPAP_n^TS$$

Donde:

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

Donde:

$$MPRP_n^TS = CCPR_n^TS \cdot PRP_n$$

<b>MPRP<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP.

$$PRP_n = \left[ CPD_n - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{m=1}^{m=12} (DF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1}) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{m=1}^{m=12} (EF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1}) \right] \cdot CPD_n$$

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 coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Social de La Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>nIARD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDfP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfPF), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDPF), 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>i,t+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)
<b>PTP'<sub>i,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría (tarifa) t (Tarifa Social y Tarifas No Social). La diferencia con PTP' <sub>i,t</sub> , radica en que para PTP' <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<b>nIAREIOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BSS).
<b>EF<sub>i,t+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).

$$MPAP_n^TS = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1} \cdot PP)$$

Donde:

<b>MPAP<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>i,t+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,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP' <sub>i,t</sub> radica en que para PTP' <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP' <sub>i,t</sub> - 1)

<b>PP</b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP <sub>n</sub> y las demandas máximas considerados en CPD <sub>n</sub> .
-----------	--

El  $APPNR_n^TS$  se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- SI  $MPRP_n^TS - MPAP_n^TS \leq 0 \rightarrow APPNR_n^TS = 0$
- SI  $MPRP_n^TS - MPAP_n^TS > 0 \rightarrow APPNR_n^TS = MPRP_n^TS - MPAP_n^TS$

**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:

$$FACD_{6M} = \left( PD_{CD,6M} \cdot TC_N \cdot FAA + PIPC_{CD,6M} \cdot IPC_N \right) \cdot \left( 1 - K_{CD,N} \right) \cdot \left( 1 - K_{CD,N} \right) \cdot K_{CD,N}$$

Donde:

<b>FACD<sub>6M</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,6M</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 53.152425%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquet.gob.gt">www.banquet.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>PIPC<sub>CD,6M</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 46.847575%
<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.inec.gov.gt">www.inec.gov.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, a diciembre de 2006, igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1

$$FACD_{6M} = \left( PD_{CD,6M} \cdot TC_N \cdot FAA + PIPC_{CD,6M} \cdot IPC_N \right) \cdot \left( 1 - K_{CD,N} \right) \cdot \left( 1 - K_{CD,N} \right) \cdot K_{CD,N} + CDMT \cdot \sum_{m=1}^{m=12} Dmax_{m,6M}$$

Donde:

<b>FACD<sub>6M</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,6M</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 50.664403%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquet.gob.gt">www.banquet.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>PIPC<sub>CD,6M</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 49.335597%
<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.inec.gov.gt">www.inec.gov.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, a diciembre de 2006, igual a 153.78
<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1
<b>Cuota</b>	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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>Dmax<sub>m,6M</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Av} \cdot \frac{1 + A_{pN}}{1 + A_{p0}} + FP_{Ac} \cdot \frac{1 + A_{cN}}{1 + A_{c0}} + FP_{At} \cdot \frac{1 + A_{tN}}{1 + A_{t0}} + FP_{Al} \cdot \frac{1 + A_{lN}}{1 + A_{l0}}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Av</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.604023%

APM	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
APB	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%
FPAc	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%
ACN	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
ACa	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%
FPAh	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%
Ahh	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
FPAe	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%
FPAs	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%
AeN	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
Aeo	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%
FPAI	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.189146%
AIN	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
AIo	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):**

$$FACE_{CF} = \left( PD_{CF}^{CF} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{AA} + PIPC_{CF} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF}^{CF}}{K_{CF}^{CF}}$$

Donde:

FACE <sub>CF</sub>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD <sub>CF, BT</sub>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.368794%
TC <sub>N</sub>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banquidat.gov.gt">www.banquidat.gov.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC <sub>0</sub>	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q / US\$
PIPC <sub>CF, BT</sub>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631206%
IPC <sub>N</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.inec.gov.gt">www.inec.gov.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC <sub>0</sub>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006, igual a 153.78
K <sub>CF, N</sub>	Factor de reducción del CF en el período "N", igual a 1

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

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

Donde:

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

$$PEST_m = PE_{PUNTA} * \%E_{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_{VALLE}$$

Donde:

PE <sub>PTS</sub>	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PE <sub>PUNTA</sub>	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E <sub>PTS</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
PE <sub>INTERMEDIA</sub>	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E <sub>INTERMEDIA</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia
PE <sub>VALLE</sub>	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E <sub>VALLE</sub>	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

**AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2011**

**29. Ajuste Trimestral Trimestre Julio - Septiembre 2011:**

El AT a aplicar del 1 de julio al 30 de septiembre de 2011, es de:

AT <sub>m</sub>	Valor	Unidades	Definición
	-0.090200	Q / KWh	Ajuste Trimestral

**30. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2011:**

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2011, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	0.861331	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2011
FACD <sub>MT</sub>	0.884884	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2011
FACF <sub>m</sub>	0.774081	Factor de Ajuste de CF <sub>BT</sub> al 31 de mayo de 2011
FACACYR <sub>m</sub>	0.674210	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2011

**31. El pliego tarifario, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de julio al 30 de septiembre de 2011, por la Distribuidora es de:**

**PLIEGO TARIFARIO**

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo Unitario por Consumidor	7.826187	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.990684	Q / KWh

**32. La Tasa de interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de julio al 30 de septiembre de 2011, por la Distribuidora es de:**

Tasa de interés por mora	1.052942%
--------------------------	-----------

**33. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de julio al 31 de diciembre de 2011 son los siguientes:**

CACYR <sub>BTSS, m</sub>	Valor	Unidad
	45.826204	Quetzales

**34. 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.**

- II. Se deroga la Resolución CNEE-90-2006, así como cualquier otra disposición que contrevenga la presente resolución.
- III. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

**PUBLIQUESE.**

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*  
 Presidente

Ingeniero Enrique Wainer Hernández  
 Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández  
 Director



(186096-2)-29-junio

## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-146-2011

Guatemala, 23 de junio de 2011  
 LA COMISIÓN 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 otros, 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; valor por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas orientadas contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir los 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 sus artículos 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 determinados 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 estructurados de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma estática 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, publicarlo 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 Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Resolución CNEE-142-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, entidad que con fecha quince de julio de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio número GG-07-047-2010, con el objetivo de solicitar a esta Comisión Nacional de Energía Eléctrica el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio del Valor Agregado de Distribución -EVAD-.

**CONSIDERANDO:**

Que 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 de la Tarifa No Social de Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE, vencen el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE- con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-143-2011 de fecha veintidós de junio del año dos mil once.

**POR TANTO:**

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

**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 de la Tarifa No Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Municipal Rural de Electricidad, -EMRE-, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del 01 de julio de 2011 al 30 de junio de 2016, de conformidad con los siguientes puntos:

**CONDICIONES GENERALES:**

1. 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