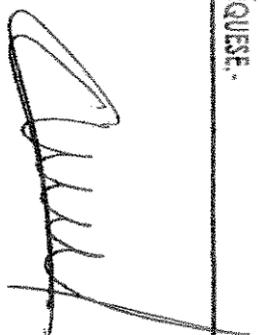


IV. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

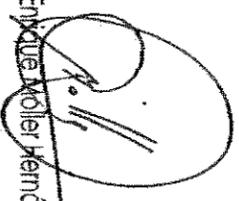
PUBLIQUESE.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente



Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director



Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director

(186097-2)-29-Junio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-147-2011

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; 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 sujetas 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, los 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 típicamente 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 efectiva 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 pasarse en el artículo 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, ampliará los observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidos 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, publicarlos 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 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 reconoce 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-143-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, entidad que con fecha dieciocho de noviembre de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio sin número, con el objetivo de solicitar a esta Comisión el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio Tarifario ante la no disponibilidad de fondos para la contratación de una empresa consultora para que les elabore dicho estudio.

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 Eléctrica Municipal de Tacaná, venían el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-144-2011 de fecha veintidos 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 atienda Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, 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 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 cuadricula que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.
5. Para los efectos de facturación, el periodo 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 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 ajuste 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.
 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 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 los causos 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 fador.
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, para el año estacional vigente, son los precios base que a continuación se detallan:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTS	54,006853	Q/kW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTS	0.463104	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
CDBI	49.171257	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	29.672081	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	7.434769	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPBET	1.087673	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPBMT	1.028341	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPBPT	1.127704	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPBPT MT	1.127704	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Medida Tensión
FPBPT	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPBPTS	1.127704	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPBMTS	1.042753	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTS	385.853998	1.000000	1.000000

17. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

%Emiss	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
	25.513129%	46.157857%	28.329014%

18. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor de Ajuste	Valor	Descripción
FAAjuste		
FABoTS	0.930602	Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios Tarifa Social
FABoT	1.035408	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAAMT	1.138949	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

19. Cargo Fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS_u)

$$CFBTS_u = CFBTS_u * FACT_{BT}$$

20. Tarifa Social (BTS)
- CARGO UNITARIO POR ENERGIA (CE)

$$CE_{BTS} = PESTTS \cdot PPEBT \cdot PPEMT + PPSTTS \cdot FAPoTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS} \cdot PPPBTS \cdot PPMITS}{NHU_{BTS}} + CDBT \cdot FACD_{BTS} \cdot PABT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS} \cdot PPPBT}{NHU_{BTS}} + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot PAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS} \cdot PPPBT \cdot MT \cdot PPMT + AT_n}{NHU_{BTS}}$$

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.

$$CACYR_{BTS}^m = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS}^o$$

Donde:

CACYR_{BTS,m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTS,o}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
79.965441	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

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:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n
CP_i	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:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
CE_i	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.

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

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n
EF_{i,t+1}	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).
PTP_{i,t+1}	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.
PPF_{i,t+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes (i+1)

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

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes

PE_{i,t+1}	! Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PE_{i,t+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1).
PE_{i,t+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes (i+1)

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Otros Costos Reales 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:

$$SMA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SMA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} \cdot EF_{n-1}$$

Donde:

SMA_n	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

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

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	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:

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

Donde:

APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE_n	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:

MPRE_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER_n	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.

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
ntarjOT	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 Fuera de Punta (MTDFp), 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 Medio Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{n,t}	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).
PTe_{n,t}	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 $PTe_{n,i+1}$ radica en que en para $PTe_{n,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

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

Donde:

MPAE_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{n,t}	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)
PTe_{n,t}	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 $PTe_{n,i+1}$ radica en que para $PTe_{n,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PT _{FT_{n,i+1}} - 1)
PE_n	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 AP _n y la energía considerada en CED _n .

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

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

24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Donde:

APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPPRP_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Donde:

MPPRP_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR_n	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 AP.

$$PRP_n = \left(CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{tarifa}^{usuario} (DF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}^{tarifa}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{tarifa}^{usuario} (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}^{tarifa}) \right) / CPD_n$$

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayatista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.

ntarjOT

ntarjOT	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 (MTDFp), 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 Medio Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{n,t}	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)
PTP_{n,t}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Social). La diferencia con $PTP_{n,i+1}$ radica en que para $PTP_{n,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarjOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF_{n,t}	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).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

MPAP_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{n,t}	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).
PTP_{n,t}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1). La diferencia con $PTP_{n,i+1}$ radica en que para $PTP_{n,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PT _{FT_{n,i+1}} - 1)
PP_i	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 AP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

- Si $MPPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Si $MPPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

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:

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

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT (igual a 54.525901%)
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT (igual a 45.474099%)
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel Republica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gov.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel Republica, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 153.78
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" (igual a 1)

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot TC_N \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot IPC_0 \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + CD_{MT} \sum_{i=1}^n D_{max_{n,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Medio Tensión (CDM)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDM (igual a 47.189303%)
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquagob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste

TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CDMT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.810697%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 153.78
K _{CDMT}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1
Cuota	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
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D _{max,anti}	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 distados, 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.

$$FAA = FP_{Ar} \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{Ar} \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{Ar} \frac{1 + AH_N}{1 + AH_0} + FP_{Ar} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{Ar} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP _{Ar}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.604023%
AP _N	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
AP ₀	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%
FP _{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio de aluminio de aluminio con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%
AC _N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio de aluminio con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
AC ₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio de aluminio con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 10.0%
FP _{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.756041%
Ah _N	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
Ah ₀	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%
FP _{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%
Ae _N	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
Ae ₀	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%
FP _{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.189146%
At _N	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
At ₀	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):

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

Donde:

FAICF _{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD _{CF, BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.368794%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquext.gob.gt), vigente el último día del mes

TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
PIPC _{CF, BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.631206%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	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 _{CF, N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N" igual a 1

27. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR _m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	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 _{PUNTA}	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PE _{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E _{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
%E _{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E _{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2011

29. 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 _{BT}	0.866166	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2011
FACD _{MT}	0.858072	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2011
PACF _{BT}	0.774081	Factor de Ajuste de CFBTSo al 31 de mayo de 2011
FACACYR _m	0.674210	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2011

PLEGOTARIFARIO

Baja Tensión Simple Social (BTSS)

Cargo Unitario por Consumidor	5.755113	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.898406	Q /KWH

30. 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%
--------------------------	-----------

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

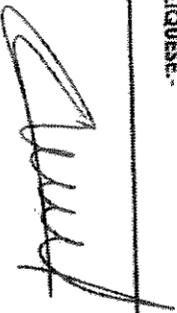
CACTV 833. m	Valor	Unidad
	53,913,493	Quetzales

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.

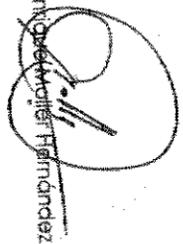
II. Se deroga la Resolución CNEE-83-2006, así como cualquier otra disposición que contravenga la presente resolución.

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
Presidente

Ingeniero Enrique Amador Hernández
Director



(186099-2)-29-Junio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-148-2011

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 orientadas 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 sus artículos 6 y 89, 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 adicional a la Distribución Final 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 precalificado 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 recibidos 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 ningún caso, lo resolverá, publicadas 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 cumple 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-148-2010, emitió los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución, los cuales notificó oportunamente a Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, entidad que con fecha dieciocho de noviembre de dos mil diez remitió a esta Comisión el Oficio sin número, con el objetivo de solicitar a esta Comisión el apoyo para la efectuar el correspondiente Estudio Tarifario ante la no disponibilidad de fondos para la contratación de una empresa consultora para que les elabore dicho estudio.

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 Eléctrica Municipal de Tacaná, vencen el día treinta de junio de dos mil once, es necesario emitir un pliego tarifario para la Distribuidora Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná con base en el estudio tarifario aprobado en definitiva por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Resolución CNEE-144-2011 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 otorga Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, 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 ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.