



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCION CNEE-164-2013

Guatemala, 29 de julio de 2013

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA 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, los tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinados por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 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 Estudio 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 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 los 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; y toda vez que el actual pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de julio del año dos mil trece, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-160-2013 de fecha veintitrés de julio de dos mil trece, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

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 Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del uno de agosto de dos mil trece al treinta y uno de julio de dos mil dieciocho, 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 cumplir, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en uno de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovoltios (11 KV); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovoltios (11 KV); y c) Usuarios con servicio en alta o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).
4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, la Distribuidora les aplicará la Tarifa Baja Tensión Simple (BTS).
5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicadas a continuación: Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).

4. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDP, BTDFP, MTD y MTDFP, cuyo equipo de medición no discrimine su participación en la punta, se entenderá que participan en la punta cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente entre la energía promedio del Usuario y el producto de la demanda máxima mensual promedio, por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses. Una vez actualizado el Factor de Carga Promedio, la clasificación de su participación en la punta o fuera de punta, no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá requerir actualizar nuevamente su participación en la punta o fuera de punta, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses.

7. Para el caso del Usuario de la categoría b) que requiera la aplicación de tarifas horarias en Baja Tensión o Media Tensión -BTH o MTH-, la Distribuidora deberá proporcionar todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, etc.) para hacer efectivo la aplicación de dichas tarifas en un plazo máximo de 30 días contados a partir del requerimiento, sin costo para el Usuario.

8. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, la Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo. La Distribuidora deberá reditazar esta actividad cada dos meses e informar al Usuario del beneficio obtenido.

9. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario.

10. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, la Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica, hasta los últimos veinticuatro meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-.

11. Las bandos horarios correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

12. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reclasificación de la tarifa, en los siguientes casos: a) Cuando el Usuario considere que la tarifa que le aplica la Distribuidora no es la adecuada, debiendo para el caso presentar una solicitud bajo juramento; y b) Cuando la Distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole al Usuario previamente.

13. La Distribuidora deberá instalar los equipos de medición adecuados a la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en Media Tensión.

14. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario con medición de demanda tenga un factor de potencia inductivo inferior al establecido en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor sea menor al límite establecido en la normativa. En caso que dicho factor se encuentre por debajo del límite establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la Distribuidora comunicará dicho evento al Usuario quien tendrá un plazo de tres meses para ajustar el factor de potencia. Si transcurrido dicho plazo la Distribuidora comprobó que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío y solicite una nueva medición a la Distribuidora.

15. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, etcétera. 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.

16. 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 instó y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

17. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores o los anteriormente establecidos.

18. 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 interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándose 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 la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturas y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (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.

19. 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.

20. 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.

21. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en las agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.

22. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán 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 los tarifas y relacionados directamente con el suministro.

23. La metodología para determinar el consumo mensual de energía de los lámparas de alumbrado público, cuando no cuenten con un sistema de medición y se aplique la Tarifa de Alumbrado Público (AP) será determinada por esta Comisión.

24. Definiciones de los cargos:

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.

Cargo Unitario por Energía de Punta (CEP): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media.

Cargo Unitario por Energía de Valle (CEV): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima.

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CEPP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CEPI): es el cargo relacionado directamente con las lds por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CEPV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC): Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrata con la Distribuidora.

Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPMax): Es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante los 24 horas de cada día del mes.

PRECIOS BASE

25. 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 79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en este pliego, estos estarán vigentes para el periodo del 1 agosto de 2013 al 30 de abril del 2014:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	1.409134	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PEST	57.642408	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PESTans	1.402555	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PESTAr	1.454409	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PESTanor	1.409302	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PESTmp	1.398938	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PESTmpP	1.409209	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTmp	1.402381	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PESTpunta	1.411879	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PESTinter MEDIA	1.378102	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PESTvalle	1.472062	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	76.281422	Q/kw-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	34.908358	Q/kw-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

27. Los Cargos Base de Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTDa	763.759454	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTDa	219.580843	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BTs	9.546993	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTES)

28. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FEFT	1.059468	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FEMT	1.019778	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTp	1.068114	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPMTp	1.024271	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPBT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.024275	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	469.833477	1.000000		0.984564		
AP	365.000000	1.000000		1.000000		
BTDp		0.976919		0.954810	0.826306	0.789395
BTDpP		0.574230		0.652671	0.555399	0.707840
MTDp				0.514001	0.830818	0.759304
MTDpP				0.651335	0.704365	0.689627
BTH			0.401468	0.434582		0.824027
MTHT				0.479268		0.775382
PecletT_BT	0.688358			0.682156	0.880085	
PecletT_MT				0.722703	0.815699	

30. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%Ehns	27.061047%	56.641642%	16.297311%
%EAr	29.000000%	0.000000%	71.000000%
%EAnp	21.803098%	52.829441%	25.367461%
%EAnor	18.939358%	65.693134%	15.367508%
%EAnor	21.516833%	53.111646%	25.371521%
%EAnor	18.359220%	62.400751%	19.239329%
%EAnorP_MT	21.186628%	57.299092%	21.514280%
%EAnorP_MT	18.824522%	57.712943%	23.462535%

31. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ATAA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada

ESTRUCTURA TARIFARIA

32. Cargos Fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CFBTs_s)

$CFBTs_s = CFBTs_s * FACF_{BT}$

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBTDa)

$CFBTDa = CFBTDa * FACF_{BT}$

c) Cargo Fijo Usuarios Medio Tensión con Demanda (CFMTD)

$$CFMTD_{gr} = CFMTD_{gr} * FACF_{gr}$$

33. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT$$

$$+ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

34. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDp)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDp} = PEST_{BTDp} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDp} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDp} \cdot FCI_{BTDp} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedBT_{BTDp} \cdot FCI_{BTDp} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{BTDp} \cdot FCI_{BTDp} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDp} = CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedBT_{BTDp} \cdot FCI_{BTDp} \cdot FPCon_{BTDp} \cdot FPPBT \cdot ALFA$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{BTDp} \cdot FCI_{BTDp} \cdot FPCon_{BTDp} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

35. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDfp} = PEST_{BTDfp} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDfp} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDfp} \cdot FCI_{BTDfp} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedBT_{BTDfp} \cdot FCI_{BTDfp} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{BTDfp} \cdot FCI_{BTDfp} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDfp} = CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedBT_{BTDfp} \cdot FCI_{BTDfp} \cdot FPCon_{BTDfp} \cdot FPPBT \cdot ALFA$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{BTDfp} \cdot FCI_{BTDfp} \cdot FPCon_{BTDfp} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

36. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIADA} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \cdot FCTotalMBTH \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalMBTH \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTH} = CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FPCon_{BTH} \cdot FPPBT \cdot ALFA$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalMBTH \cdot FPCon_{BTH} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

37. Tarifa Medio Tensión con Demanda en Punta (MTP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTP} = PEST_{MTP} \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTP} \cdot FCI_{MTP} \cdot FPPMTP$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{MTP} \cdot FCI_{MTP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTP} = CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{MTP} \cdot FCI_{MTP} \cdot FPCon_{MTP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

38. Tarifa Medio Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTPfp)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTPfp} = PEST_{MTPfp} \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTPfp} = PPST \cdot FCRedMT_{MTPfp} \cdot FCI_{MTPfp} \cdot FPPMTP$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{MTPfp} \cdot FCI_{MTPfp} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTPfp} = CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{MTPfp} \cdot FCI_{MTPfp} \cdot FPCon_{MTPfp} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

39. Tarifa Medio Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIADA} \cdot FPPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPPEMT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTMTH \cdot FPPMTP$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FPCon_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

40. Tarifa de Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{gr} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT$$

$$+ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{gr}}{NHU_{gr}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot \frac{FCRedBT_{gr}}{NHU_{gr}} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot \frac{FCRedMT_{gr}}{NHU_{gr}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT + AT_n$$

41. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeFT_BT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT_{-BT}} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT_{-BT}} = (PEST_{INTERMEDIADA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT_{-BT}} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_{-BT}} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_{-BT}} \cdot FCI_{PeajeFT_{-BT}} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMTP - 1)$$

$$+ CDBT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedBT_{PeajeFT_{-BT}} \cdot FCI_{PeajeFT_{-BT}} \cdot FPPBT$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{gr} \cdot FCRedMT_{PeajeFT_{-BT}} \cdot FCI_{PeajeFT_{-BT}} \cdot FPPBT_{-MT} \cdot FPPMT$$

42. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFT_MT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

- a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{regulT_m} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (PPEMT - 1)$$
- b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{regulT_m} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (PPEMT - 1)$$
- c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{regulT_m} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (PPEMT - 1)$$
- d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPmax_{regulT_m} = PPST \cdot FCRRedMT_{regulT_m} \cdot FCI_{regulT_m} \cdot (PPMTP - 1) + CDMT \cdot FACD_m \cdot FCRRedMT_{regulT_m} \cdot FCI_{regulT_m} \cdot FPPMT$$

43. 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.

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS_0}$$

$$CACYR_{BTD-BTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTD-BTH_0}$$

$$CACYR_{MTD-MTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTD-MTH_0}$$

Donde:

CACYR _{BTS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
CACYR _{Ramp-AM, m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los tarifas BTD-P-BIDFP-BTH
CACYR _{Ramp-MH, m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los tarifas MTD-P-MTDFP-MTH
FACACYR _m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR _{BTS_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
CACYR _{Ramp-AM_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTD-P-BIDFP-BTH
CACYR _{Ramp-MH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD-P-MTDFP-MTH

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

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_0}	133.295382	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYR _{BTD-BTH_0}	214.416719	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BIDP, BIDFP, BTH.
CACYR _{MTD-MTH_0}	944.900855	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD, MTDFP, MTH.

FÓRMULAS DE AJUSTE

44. 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 a lo siguiente:

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

Donde:

CCPR _n	Valor	Unidad	Descripción
CACR _{BTS_0}	133.295382	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACR _{BTD-BTH_0}	214.416719	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BIDP, BIDFP, BTH.
CACR _{MTD-MTH_0}	944.900855	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD, MTDFP, MTH.

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

Donde:

CCER _n	Descripción
CCER _n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n.
CE	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía o Demanda Firme 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.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{numD} (DF_{i,j} \cdot PTP_{i,j} \cdot PPP_{i,j}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{numTNS} (EF_{i,j} \cdot PTP_{i,j} \cdot PPP_{i,j})$$

Donde:

AP _n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n.
DF _{i,j}	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).
tard	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-P), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD-FP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTD-P), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTD-FP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeF_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeF_MT).
PTP _{i,t}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
nlareTNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF _{i,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).
PPP _{i,t}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

AP _n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER _n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
nlareTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTD-P), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTD-FP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTD-P), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTD-FP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeF_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeF_MT).
EF _{i,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 _{i,t}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
PFE _{i,t}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

AP _n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR _n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR), cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y el costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto 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:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{i=1}^{numTNS} EF_{i,n-1}$$

Donde:

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

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

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 Previsia 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

45. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR_{TNS}_n = MPRE_{TNS}_n - MPAE_{TNS}_n$$

Donde:

$APENR_{n,t}^{TNS}$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPRE_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAE_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE_{n,t}^{TNS} = CCER_{n,t}^{TNS} \cdot PRE_{n,t}$$

Donde:

$MPRE_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$CCER_{n,t}^{TNS}$	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn.

$$PRE_{n,t} = \left(CED_{n,t} - \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numTOT} (EF_{i,t+1} \cdot PTE_{i,t+1}') \right) CED_{n,t}$$

Donde:

$PREn$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No directas a Tarifa Social, en el trimestre n
$CEDn$	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No directas a Tarifa Social, comprados en el trimestre n por la Distribuidora
$EF_{i,t+1}$	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$numTOT$	Tipos de tarifas existentes, donde i= 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).
$PTE_{i,t+1}'$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con $PTE_{i,t+1}$ radica en que en para $PTE_{i,t+1}'$, los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE_{n,t}^{TNS} = \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numTNS} (EF_{i,t+1} \cdot PTE_{i,t+1}' \cdot PE_i)$$

Donde:

$MPAE_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$numTNS$	Tipos de tarifas existentes, donde i= 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).
$EF_{i,t+1}$	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$PTE_{i,t+1}'$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con $PTE_{i,t+1}$ radica en que para $PTE_{i,t+1}'$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $(PTE_{i,t+1}' - 1)$, y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
PE_i	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No directas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

El $APENR_{n,t}^{TNS}$ se incluyó en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_{n,t}^{TNS} - MPAE_{n,t}^{TNS} \leq 0 \rightarrow APENR_{n,t}^{TNS} = 0$
- Si $MPRE_{n,t}^{TNS} - MPAE_{n,t}^{TNS} > 0 \rightarrow APENR_{n,t}^{TNS} = MPRE_{n,t}^{TNS} - MPAE_{n,t}^{TNS}$

46. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

$$APPNR_{n,t}^{TNS} = MPRP_{n,t}^{TNS} - MPAP_{n,t}^{TNS}$$

Donde:

$APPNR_{n,t}^{TNS}$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPRP_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAP_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

Donde:

$MPRP_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$CCPR_{n,t}^{TNS}$	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn.

$$MPRP_{n,t}^{TNS} = CCPR_{n,t}^{TNS} \cdot PRP_{n,t}$$

$$PRP_{n,t} = \left(CPD_{n,t} - \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numD} (DF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}') - \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numTOT} (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}') \right) CPD_{n,t}$$

Donde:

$PREn$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
$CPDn$	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 directas a Tarifa Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
$numD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde i= 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).
$DF_{i,t+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$numTOT$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i (Tarifa Social y Tarifas No directas a Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{i,t+1}$ radica en que para $PTP_{i,t+1}'$, los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
$EF_{i,t+1}$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde i = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BSSS).

$$MPAP_{n,t}^{TNS} = \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numEENS} (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}' \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{i=1}^{numD} (DF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}' \cdot PP_i)$$

Donde:

$MPAP_{n,t}^{TNS}$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$EF_{i,t+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i (Tarifa No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$numEENS$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde i = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
$PTP_{i,t+1}'$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria i. La diferencia con $PTP_{i,t+1}$ radica en que para $PTP_{i,t+1}'$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{i,t+1}' - 1)$, y para los categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia se quedan iguales.
$DF_{i,t+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$numD$	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde i= 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).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No directas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y las demandas máximas considerados en CPDn.

El $APPNR_{n,t}^{TNS}$ se incluyó en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP_{n,t}^{TNS} - MPAP_{n,t}^{TNS} \leq 0 \rightarrow APPNR_{n,t}^{TNS} = 0$
- Si $MPRP_{n,t}^{TNS} - MPAP_{n,t}^{TNS} > 0 \rightarrow APPNR_{n,t}^{TNS} = MPRP_{n,t}^{TNS} - MPAP_{n,t}^{TNS}$

47. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

$$FACD_{n,t} = \left(PD_{CD, n,t} \cdot \frac{TC_{n,t}}{TC_0} \cdot FMA + PIPC_{CD, n,t} \cdot \frac{IPC_{n,t}}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD, n,t}}{K_{CD, n,t}}$$

Donde:

$FACD_{n,t}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD, n,t}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 66.26%
TC_n	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquiat.gub.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste

TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
F _{AA}	Factor de Ajuste Arancelario
PIP _{CDM}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 33.74%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC _C	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CDM}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot F_{AA} + PIP_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum D_{max_{m,MT}}}$$

Donde:

FACD _{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD _{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 65.36%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquet.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
F _{AA}	Factor de Ajuste Arancelario
PIP _{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 34.68%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC _C	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CDM}	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_{m,MT}}	Sumatoria de los 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, por los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, esto incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$F_{AA} = FP_{AP} \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{AA} \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{AH} \frac{1 + AH_N}{1 + AH_0} + FP_{AE} \frac{1 + AE_N}{1 + AE_0} + FP_{AI} \frac{1 + AI_N}{1 + AI_0}$$

Donde:

F _{AA}	Factor de Ajuste Arancelario
F _{AP}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.5%
F _{APN}	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
F _{APe}	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 15.0%
F _{APi}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 14.3%
F _{APe}	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo 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
F _{APi}	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio óseo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
F _{APN}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.8%
F _{APh}	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
F _{APh}	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 5.0%
F _{APe}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.8%
F _{APe}	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
F _{APe}	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
F _{APi}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.6%
F _{APi}	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
F _{APi}	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

48. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

FACF _{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD _{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 51.21%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquet.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
F _{AA}	Es el factor de Ajuste Arancelario
PIP _{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 48.79%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC _C	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N" igual a 1

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

Donde:

FACF _{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD _{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 51.21%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquet.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US\$
PIP _{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 48.79%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC _C	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el periodo "N" igual a 1

49. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACF_{Rm} = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

FACACF _{Rm}	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el periodo m
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.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 2011, igual a 106.20

50. 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 Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

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

Donde:

PE _{ST}	Precio Base de Energía de la Tarifa I, donde I= BIS, AP, BTDF, BTDFP, MIDP, MIDFP
PE _{PUNTA}	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 I, en la Banda Horaria de Punta
PE _{INTERMEDIA}}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E _{INTERMEDIA}}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa I, en la Banda Horaria Intermedia
PE _{VALLE}}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E _{VALLE}}	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa I, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 30 DE JUNIO DE 2013

51. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto - Octubre 2013:

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-162-2013 de fecha 29 de julio de 2013, el AT a aplicar del 01 de agosto al 31 de octubre de 2013, es:

Valor	Unidades	Definición
-0.085121	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

52. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2013:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.023544	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2013
FACD _{MT}	1.101471	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2013
FACF _{BT}	1.032785	Factor de Ajuste de CRTS, y CRTDa al 30 de junio de 2013
FACF _{MT}	1.032785	Factor de Ajuste del CFMTD, al 30 de junio de 2013
FACACF _{Rm}	1.064218	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2013

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de agosto de 2013 al 31 de enero de 2014.

PLIEGO TARIFARIO PERÍODO AGOSTO - OCTUBRE 2013

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	9.859994	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.828037	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.426323	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	52.060593	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	77.521017	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTFDF)		
Cargo Unitario por Consumidor	226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.437520	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	23.819999	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	28.940704	Q /kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	226.779862	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.440304	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.403811	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.505327	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	28.593675	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	41.674816	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDF)		
Cargo Unitario por Consumidor	788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.344996	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	25.599020	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	12.477403	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.351959	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	27.501455	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	12.174611	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	788.799520	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	1.354682	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.320237	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	1.416055	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	28.729755	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	14.299894	Q /kW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	2.002979	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.106701	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.103984	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.111541	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Máxima	79.031598	Q / kW-mes
Peaje en función de Transportista Medio Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.026241	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.025573	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.027431	Q / kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	24.041899	Q / kW-mes

53. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2013, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.066794%
--------------------------	-----------


54. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de agosto de 2013 al 31 de enero de 2014 son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
CACV/Rus_m	141.86	Quetzales
CACV/R_m	228.19	Quetzales
CACV/R_mtp-mlt_m	1,026.87	Quetzales

55. 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.

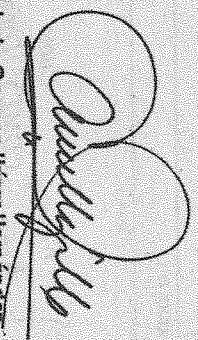
- III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.
- IV. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de agosto de dos mil trece.

PUBLIQUESE:

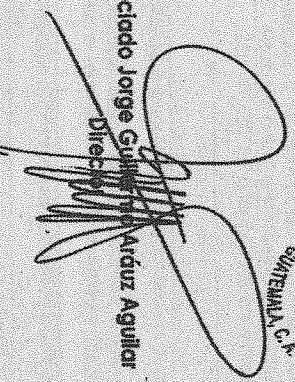


COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
GUATEMALA, C.A.

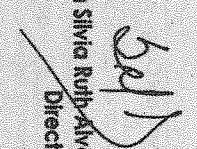
Licenciada Carmen Utzar Hernández
Presidente



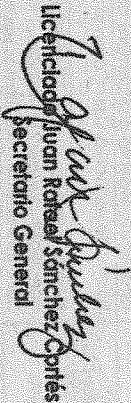
Licenciado Jorge Guzmán Aráuz Aguilera
Director




Licenciada Sylvia Rujil-Araveredo Silva de Córdoba
Directora



Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General



Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



(242/725-2)-30-julio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
RESOLUCION CNEE-165-2013

Guatemala, 29 de julio de 2013

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA 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 los tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de los mismos.

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, los tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 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 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 los tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión 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 los 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; y toda vez que el actual pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de julio del año dos mil trece, es necesario poner en vigencia uno nuevo.