

$$PEST_{TS} = PE_{PUNTA} * \% E_{TS}^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \% E_{TS}^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \% E_{TS}^{VALLE}$$

Donde:

PESTS	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PEPUNTA	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
PEPUNTA	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
PEINTERMEDIA	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
PEINTERMEDIA	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia
PEVALLE	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
PEVALLE	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2015

30. Ajuste Trimestral Trimestre Mayo - Julio 2015:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2015, es de:

At.	Valor	Unidades	Definición
	-0.059891	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

31. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2015:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2015, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACDR	1.051041	Factor de Ajuste del CDR al 31 de marzo de 2015
FACDMT	1.127458	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2015
FACFm	1.075316	Factor de Ajuste de CFBTS al 31 de marzo de 2015
FACACFR _m	1.113559	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2015

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015.

PLIEGO TARIFARIO PERIODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO 2015

Baja Tensión Simple Social (BTS)	
Cargo Unitario por Consumidor	10.959107 Q /usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.076341 Q /kWh

32. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de mayo al 31 de julio de 2015, por la Distribuidora es de:

Tasa de Interés por mora	1.059623%
--------------------------	-----------

33. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015 son los siguientes:

CACVR asst.n	Valor	Unidad
	144.36	Quetzales

II. 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. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil quince.

PUBLIQUESE.-

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Méndez Aguilera
Director

Licenciada Carmen Uñzar Hernández
Presidente

Licenciado Iván Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-161-2015

Guatemala, 20 de abril de 2015

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 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 conductos atentatorios contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir los tarifas de transmisión y distribución sujetos 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 los usuarios del servicio de distribución final. El artículo 61 de la misma ley estipula 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 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, siendo revisada por la Comisión, la metodología para la determinación de los tarifas 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 calculados 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 las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del servicio de distribución final, los cuales tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, está por vencer, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:
Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

FOR 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.

RESOLVE:
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 la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de mayo de dos mil quince al treinta de abril de dos mil veinte, de conformidad con los siguientes puntos:
CONDICIONES GENERALES:

- 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.
- Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.
- 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 kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja 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).
- 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).
- 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 fuera de Punta (BTDFP), 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).
- Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDPF, 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. 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, conectores, cable de acometida, etc.); para hacer efectiva 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 realizar 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 proporcionar 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 bandas horarias 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, registrá 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 proporcionar sin costo para el Usuario todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) para 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 a lo 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 centésimo (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 comprobara que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío antes indicado.
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 (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto, todas las instalaciones inferiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños propios 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 precisos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precisos instalados, identificando la cuadrilla que instaló 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 a 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, calculándola con 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 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 su emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía aprobada de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones suministradas 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 causas que originaron 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 9 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá fiador.

21. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en las agencias comerciales o en 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 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 podrá adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de tarifas y relacionados directamente con el suministro.

23. La metodología para determinar el consumo mensual de energía de las lamparas 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. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-, este costo será de diez (10) veces la tarifa B15 vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.

25. Definiciones de los cargos:

Cargo Unitario por Consumidor (CP): 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 Pérdidas de Punta (CPEP): 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 (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas 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 (CPEV): 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 períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las horas de cada día del mes.

PRECIOS BASE

26. Los precios base de compra de potencia y energía o 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, período del 1 mayo de 2015 al 30 de abril del 2016, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Simple
PPST	57.063540	Q/KW- mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PESTas	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PESTas	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PESTas	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demora
PESTas	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demora en Punta
PESTas	0.823177	Q/KWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demora

PEST _{Intero}	0.823177	Q/kWh	Fuera de Punta
PEST _{Interna}	0.823177	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST _{Intermedia}	0.823177	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST _{Valle}	0.823177	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CBT	64.573127	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	24.622299	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT-MTD _o	940.403564	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
CFBT-BTD _o	270.366025	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
CFBT-BT _o	11.755045	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPBT	1.117326	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPMT	1.044897	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPBTP	1.168550	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPMTP	1.062724	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPBT	1.168550	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.168550	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.062724	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCT	FPCont
BTS	356.540578	1.000000			1.000000		
AP	363.532767	1.000000			1.000000		
BTDp		0.930735			0.930735	0.784858	0.615949
MTDp		0.634120			0.634120	0.800652	0.594874
MTDp		0.584897			0.584897	0.990840	0.969018
MTDp		0.852448			0.852448	0.825406	1.000000
BTH		0.484314	0.481683				1.000000
PeeleFT_BT		0.846779	0.772480		0.846779	0.895232	1.000000
PeeleFT_MT					0.846779	0.895232	

31. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%Ems	33.663097%	47.740901%	18.596003%
%EAP	32.478223%	2.012637%	65.509141%
%Etdp	21.405461%	51.574083%	27.020456%
%Etdp	18.357433%	59.692978%	21.949590%
%Etdp	19.106636%	59.360125%	21.533240%
%Etdp	21.560393%	55.744483%	22.695125%

32. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.810902	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.019862	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.023189	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

33. Cargos Hijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple (CBT_{st}):

$$CFBTS_{st} = CFBTS_{st} * FACF_{st}$$

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda (CFBT_{st}):

$$CFBTD_{st} = CFBTD_{st} * FACF_{st}$$

e) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda (CFMTD_{st}):

$$CFMTD_{st} = CFMTD_{st} * FACF_{st}$$

34. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTS} = PEST_{BTS} * FPBTP * FPMT$$

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

$$+ CDBT * FACD_{BT} * FABT * \frac{FCRedBT_{BTS}}{NHU_{BTS}} * FPPBT$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} * FPPBT_{MT} * FPPMT + AT_{st}$$

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

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDp} = PEST_{BTDp} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDp} = PPST * FAPot * FCRedMT_{BTDp} * FCT_{BTDp} * FPPBTP * FPPMTP$$

$$+ CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDp} * FCT_{BTDp} * FPPBT * (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDp} * FCT_{BTDp} * FPPBT_{MT} * FPPMT * (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDp} = CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDp} * FCT_{BTDp} * FPCont_{BTDp} * FPPBT * ALFA$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDp} * FCT_{BTDp} * FPCont_{BTDp} * FPPBT_{MT} * FPPMT * ALFA$$

36. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDpP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDpP} = PEST_{BTDpP} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTDpP} = PPST * FAPot * FCRedMT_{BTDpP} * FCT_{BTDpP} * FPPBTP * FPPMTP$$

$$+ CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDpP} * FCT_{BTDpP} * FPPBT * (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDpP} * FCT_{BTDpP} * FPPBT_{MT} * FPPMT * (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDpP} = CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCRedBT_{BTDpP} * FCT_{BTDpP} * FPCont_{BTDpP} * FPPBT * ALFA$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{BTDpP} * FCT_{BTDpP} * FPCont_{BTDpP} * FPPBT_{MT} * FPPMT * ALFA$$

37. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{BTH} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{BTH} = PPST * FCTotalMTBTH * FAPot * FPPBTP * FPPMTP$$

$$+ CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCTotalBTBTH * FAMT * FPCont_{BTH} * FPPBT * (1 - ALFA)$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCTotalMTBTH * FAMT * FPPBT_{MT} * FPPMT * (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTH} = CDBT * FACD_{BT} * FABT * FCTotalBTBTH * FABT * FPCont_{BTH} * FPPBT * ALFA$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCTotalMTBTH * FAMT * FPCont_{BTH} * FPPBT_{MT} * FPPMT * ALFA$$

38. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTDp)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDp} = PEST_{MTDp} * FPBTP * FPMT + AT_{st}$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDp} = PPST * FAPot * FCRedMT_{MTDp} * FCT_{MTDp} * FPPMTP$$

$$+ CDMT * FACD_{MT} * FAMT * FCRedMT_{MTDp} * FCT_{MTDp} * FPCont_{MTDp} * FPPMT * (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)
 $CPC_{MTP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTP} \cdot FCI_{MTP} \cdot FCCon_{MTP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$

39. Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDFP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

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

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MDFP} = PPST \cdot FAPol \cdot FCRedMT_{MDFP} \cdot FCI_{MDFP} \cdot FPPMT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MDFP} \cdot FCI_{MDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MDFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MDFP} \cdot FCI_{MDFP} \cdot FCCon_{MDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

40. Tarifa Media 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)

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

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

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

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FAPol \cdot FPPMT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FAMT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTH \cdot TH \cdot FAMT \cdot FCCon_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

41. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPPEBT \cdot FPPEMT + PPST \cdot FAPol \cdot \frac{FCRedMT_{AP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMT}{NHU_{AP}} + CDBT \cdot FACD_{MT} \cdot FABT \cdot \frac{FCRedBT_{AP} \cdot FPPBT}{NHU_{AP}} + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT}{NHU_{AP}}$$

42. Pede en Función de Transportista, Usuarios BT (PedeFL_BT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

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

$$CPPEP_{PedeFL_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

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

$$CPPEI_{PedeFL_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

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

$$CPPEV_{PedeFL_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEBT \cdot FPPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PedeFL_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PedeFL_BT} \cdot FCI_{PedeFL_BT} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPol + CDBT \cdot FACD_{MT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{PedeFL_BT} \cdot FCI_{PedeFL_BT} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PedeFL_BT} \cdot FCI_{PedeFL_BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT$$

43. Pede en Función de Transportista, Usuarios MT (PedeFL_MT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

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

$$CPPEP_{PedeFL_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

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

$$CPPEI_{PedeFL_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

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

$$CPPEV_{PedeFL_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PedeFL_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{PedeFL_MT} \cdot FCI_{PedeFL_MT} \cdot (FPPMT - 1) \cdot FAPol + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PedeFL_MT} \cdot FCI_{PedeFL_MT} \cdot FPPMT$$

44. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

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

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS_0}$$

$$CACYR_{BTD_BTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTD_BTH_0}$$

$$CACYR_{MTD_MTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTD_MTH_0}$$

Donde:

CACYR _{BTS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
CACYR _{BTD_BTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTD BTD-BTH
CACYR _{MTD_MTH_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTD MTD-BTH
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 _{BTD_BTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTD-BTH
CACYR _{MTD_MTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD-BTH
CACYR _{BTD_MTH_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD-BTH

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

CACYR _{BTS_0}	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_0}	110.19	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios e Baja Tensión Simple.
CACYR _{BTD-BTH_0}	330.58	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios e las categorías BTD, BTD-BTH.
CACYR _{MTD-MTH_0}	991.75	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios e las categorías MTD, MTD-BTH.

FÓRMULAS DE AJUSTE

45. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses 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: 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 costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme trasladado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, o acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento o 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 costos asociados o determinados en función de 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.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{Med} (DF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PFP_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MedTNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTP_{i,j+1} \cdot PPF_{i,j+1})$$

Donde:

APP _n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR _n	Costos de Compra de Potencia Redes en el trimestre n
DF _{i,j+1}	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 (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).
PTP _{i,j+1}	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.
mtarTNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF _{i,j+1}	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).
PPF _{i,j+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

APE _n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER _n	Costos de Compra de Energía Redes en el trimestre n
mtarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= 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,j+1}	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,j+1}	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.
PEE _{i,j+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO _n	Ajuste por Pago de Otros costos/redes en el trimestre n
COR _n	Costos Redes en el trimestre n, correspondientes a la Corte 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 establecida 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:

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

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 Previsión 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

46. 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 _{TNS} _n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías Tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE _{TNS} _n	Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE _{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE_{TNS}_n = CCER_{TNS}_n \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE _{TNS} _n	Monto de Pérdidas Redes de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER _{TNS} _n	Costos de Compra de Energía Redes 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 APE _n .

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MedTOT} (EF_{i,j+1} \cdot PTE'_{i,j+1} \cdot PE_i)}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE _n	Porcentaje de Pérdidas Redes de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CED _n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, comprados en el trimestre n por la Distribuidora
EF _{i,j+1}	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).
mtarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE' _{i,j+1}	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 _{i,j+1} radica en que en para PTE' _{i,j+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE_{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{MedTNS} (EF_{i,j+1} \cdot PTE'_{i,j+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

MPAE _{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
mtarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= 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,j+1}	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,j+1}	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 _{i,j+1} radica en que para PTE' _{i,j+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{i,j+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 los que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
PE _i	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, redes para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerado en CED _n .

El APENR_{TNS}_n se incluirá en el cálculo del AT_n de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE_{TNS}_n - MPAE_{TNS}_n \leq 0 \rightarrow APENR_{TNS}_n = 0$
- Si $MPRE_{TNS}_n - MPAE_{TNS}_n > 0 \rightarrow APENR_{TNS}_n = MPRE_{TNS}_n - MPAE_{TNS}_n$

47. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

$$APPNR_{TNS}_n = MPPR_{TNS}_n - MPAP_{TNS}_n$$

Donde:

APPNR ^{TNS} _n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MRRP ^{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías Tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MAP ^{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MRRP_{n}^{TNS} = CCPR_{n}^{TNS} \cdot PRP_{n}$$

Donde:

MRRP ^{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR ^{TNS} _n	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 APP _n .

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

Donde:

PR _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 Tarifas No afectas 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 las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
nTarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).

D _{t,i+1}	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 ^{TNS} _{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 t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con PTP ^{TNS} _{i,t} radica en que para PTP ^{TNS} _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
nTarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTS).
EF _{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP_{n}^{TNS} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{mesENNS} (EF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}^{PT}) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{mesD} (DF_{i,t+1} \cdot PTP_{i,t+1}^{PT})$$

Donde:

MAP ^{TNS} _n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías Tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF _{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
nTarENNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
PTP ^{TNS} _{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 t. La diferencia con PTP ^{TNS} _{i,t} radica en que para PTP ^{TNS} _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia todas se calculan como (PTP ^{TNS} _{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 potencia, se quedan iguales
D _{t,i+1}	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)
nTarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

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

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

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

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

Donde:

FACD _{BT}	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 45.83724%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, 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 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 54.162376%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Ins Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gov.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 Ins Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CD,N}	Factor de reducción del CD en el periodo "N" igual a 1

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

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 42.130416%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, 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 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 57.869584%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Ins Nacional de Estadística, en su página WEB (www.inec.gov.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 Ins Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CD,N}	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 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,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{AP} \cdot \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{AC} \cdot \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{AD} \cdot \frac{1 + AD_N}{1 + AD_0} + FP_{AN} \cdot \frac{1 + AN_N}{1 + AN_0} + FP_{AA} \cdot \frac{1 + AA_N}{1 + AA_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP _{AP}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.9 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.60%
FP _{AN}	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
FP _{AD}	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
FP _{AA}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio de 150 código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.45%
FP _{AC}	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio de 150 código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúa el ajuste

Aco	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FPAn	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
Ahn	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
Aho	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%
FPAs	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 100%
Aen	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Aeo	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
FPAl	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
Aln	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
Alo	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%

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

$$FACF_{sr} = \left(PD_{CF_{sr}} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF_{sr}} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF_{sr}}}{K_{CF_{sr}}}$$

Donde:

FACF _{sr}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD _{CF_{sr}}	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.banquiat.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\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CF_{sr}}	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 al 30 de diciembre de 2011, igual a 106.20
K _{CF_{sr}}	Factor de reducción del CF en el período "N", igual a 1

$$FACF_{sr} = \left(PD_{CF_{sr}} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF_{sr}} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF_{sr}}}{K_{CF_{sr}}}$$

Donde:

FACF _{sr}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD _{CF_{sr}}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 28.368794%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquiat.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\$
PIPC _{CF_{sr}}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, 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 2011, igual a 106.20
K _{CF_{sr}}	Factor de reducción del CF en el período "N", igual a 1

50. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACVYR _m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período 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 2011, igual a 106.20

51. 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 t, donde t= BTS, AP, BTDP, BTDFP, MTDPF, MIDPF
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 t, 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 t, 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 t, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2015:

52. Ajuste Trimestral Trimestre Mayo-Julio 2015:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2015, es de:

At _n	Valor	Unidades	Definición
	-0.141162	Q / KWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

53. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2015:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2015, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición.
FACD _{sr}	1.051766	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2015
FACD _{sr}	1.118952	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2015
FACF _{sr}	1.075316	Factor de Ajuste de CF _{BTS} y CF _{BTDP} al 31 de marzo de 2015
FACF _{sr}	1.075316	Factor de Ajuste del CF _{MTD} al 31 de marzo de 2015
FACACVYR _m	1.113559	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2015

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2015

Baja Tensión Simple (BTS)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		12.640388	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía		1.306260	Q / KWh	
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		290.728913	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía		0.819889	Q / KWh	
Cargo Unitario por Potencia Máxima		43.920387	Q /Kw-mes	
Cargo Unitario por Potencia Contratada		50.973100	Q /Kw-mes	
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		290.728913	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía		0.819889	Q / KWh	
Cargo Unitario por Potencia Máxima		30.525604	Q /Kw-mes	
Cargo Unitario por Potencia Contratada		34.215224	Q /Kw-mes	
Baja Tensión Horaria (BTH)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		290.728913	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía en Punta		0.819889	Q /KWh	
Cargo Unitario por Energía Intermedia		0.819889	Q /KWh	
Cargo Unitario por Energía en Valle		0.819889	Q /KWh	
Cargo Unitario por Potencia Máxima		28.965671	Q /Kw-mes	
Cargo Unitario por Potencia Contratada		54.776372	Q /Kw-mes	
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		1.011.230799	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía		0.718973	Q /KWh	
Cargo Unitario por Potencia Máxima		28.897410	Q /Kw-mes	
Cargo Unitario por Potencia Contratada		16.438063	Q /Kw-mes	
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		Valor	Unidades	Definición
Cargo Unitario por Consumidor		1.011.230799	Q / usuario-mes	
Cargo Unitario por Energía		0.718973	Q /KWh	

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-162-2015

Guatemala, 20 de abril de 2015

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Cargo Unitario por Potencia Máxima	35,084196	Q /KW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	20,595455	Q /KW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	1,011,230999	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0,718973	Q /KWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0,718973	Q /KWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0,718973	Q /KWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	38,517957	Q /KW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	22,611174	Q /KW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1,296906	Q / KWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeF1_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0,114231	Q /KWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0,114231	Q /KWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0,114231	Q /KWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	96,378683	Q / KW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeF1_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0,030620	Q /KWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0,030620	Q /KWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0,030620	Q /KWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	24,910481	Q /KW-mes

54. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de Julio de 2015, por la Distribuidora es de:

Tasa de Interés por mora	1,059623%
--------------------------	-----------

55. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2015 al 31 de octubre de 2015 son los siguientes:

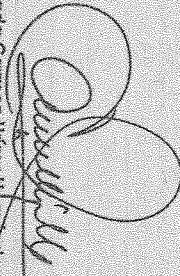
CACR	Valor	Unidad	Descripción
CACR _{Rts_m}	122,71	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACR _{Rm-RTM_m}	368,12	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTD, BTD _P , BTH.
CACR _{RMD-MTH_m}	1,104,37	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías-MDP, MDP _P , MTH.

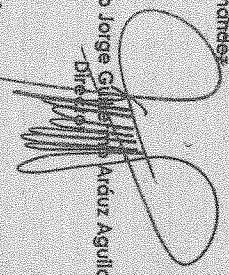
II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

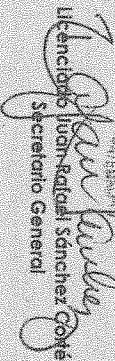
III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

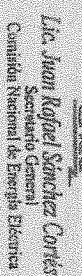
IV. La presente resolución, entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil quince.

PUBLIQUESE.


 Licenciada Carmen Urizar Hernández
 Presidente


 Licenciado Jorge Guillermo Méndez Aguilar
 Director


 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General


 Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General
 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 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 anticompetitivas contra la libre competencia; así como emitir resoluciones que definan las tarifas de transmisión y distribución y sus regulaciones 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 los usuarios del servicio de distribución final. El artículo 61 de la misma ley estipula que, las 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 por el usuario o el distribuidor, y que los términos de Referencia para el 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 eléctrica para cada distribuidor, siendo revisada por la Comisión, la metodología para la determinación de las tarifas cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:
Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas o consumos finales del servicio de distribución final, serán calculados 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 las tarifas, sus fórmulas de ajuste, los esquemas de distribución, así como los cargos por corte y reconexión para usuarios del servicio de distribución final, los cuales tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa está por vencer, es necesario en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:
Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, métodos, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, 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, y el costo de la energía eléctrica en la red de distribución; la metodología para la fijación de las tarifas de la Tarifa Social, deberá ser aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y publicada en el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:
Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa, 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 y el ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad, preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, indica que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

RESUELVE:
1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódicas, 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 atienden la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa en adelante "La Distribuidora", por un periodo comprendido del uno de mayo de dos mil quince al treinta de abril de dos mil veinte, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

- 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 carga demandada, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, que reconoce como usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario hasta 10 kWh.
- 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.
- El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 (una) hora, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para el servicio de distribución podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente, y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal el distribuidor deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolver el usuario al costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser reutilizados por la Distribuidora.
- La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformador de corriente, transformadores de tensión, conexiones, cable de acometida, etc.)