

58. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de agosto de 2012 al 31 de enero de 2013 son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
CACYR \$/m. m	107,834256	Quetzales
CACYR \$/m. m	323,502767	Quetzales
CACYR \$/m. m	970,508300	Quetzales

Descripción	Categorías	MTDP	MTH
Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple	Categorías B1DP, A1DP, B1H,		
Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTH	Categorías MTDP, 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. Se deroga la resolución CNEE-77-2007, así como cualquier otra disposición que contenga lo presente.
- IV. 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.
- V. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

PUBLIQUESE.-

Licenciada Carmen Urdaz Hernández
Presidente



Licenciada Silvia Ruiz Alvarado Silva de Córdoba
Directora

Licenciado Jorge Arzuza Arzuza
Director

Licenciado José Manuel Sánchez Cortés
Secretario General

(252480-2)-31-Julio

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-160-2012

Guatemala, 20 de julio de 2012

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:
Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otros, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; valor por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas discriminatorias 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 59 establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinados por la Comisión, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de Distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurados de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector, tarifas que deberán reflejar en forma efectiva el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:
Que los artículos 74, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

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

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

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

CONSIDERANDO:
Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referida a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. El precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar efectivamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:
Que con fecha doce de julio de dos mil once, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió la resolución CNEE-162-2011, por medio de la cual aprobó los Términos de Referencia para la Realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, y que mediante Resolución CNEE-156-2012 de fecha 20 de julio de dos mil doce, aprobó el estudio tarifario que sirve de base para la emisión y publicación del pliego tarifario de Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango.

CONSIDERANDO:
Que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por mandato legal, emitir y publicar un pliego tarifario vigente para todos los distribuidores de energía eléctrica y que ninguna podrá realizar la actividad de distribución final sin pliego tarifario vigente, y siendo que el pliego tarifario para los usuarios afecta a la Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, vence el día treinta y uno de julio de dos mil doce, es necesario emitir y publicar un pliego tarifario para Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango.

FOR TANTO:
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere el artículo 4, 61, 71, 74, 75, 76, 77 y 78, de la Ley General de Electricidad y 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

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 (usuarios) de la Tarifa Social, en adelante "Usuarios", que atiende Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango, en adelante "La Distribuidora", para el periodo comprendido del uno de agosto de dos mil doce al treinta y uno de julio de dos mil dieciséis, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, como Usuarios de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por La Distribuidora.
4. La comercialidad 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 propios al detector nocturno u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por La Distribuidora o empresas contratadas por esta, 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 instalo y personal de la distribuidora responsable de la instalación.

- Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. 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 periodos mayores a los anteriormente establecidos.
- En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándolo 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 efectuar La Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, 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.
- 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.
- 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.
- El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por La Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.
- La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre La Distribuidora y las Municipalidades.
- Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

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

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

PRECIOS BASE

- 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 CNE-89-2012, de la siguiente manera:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	57.048555	Q/KW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTS	0.377509	Q/KVh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

- Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	139.202887	Q/KW-MES	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	110.247529	Q/KW-MES	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

- El Cargo Base de Consumidor (CF) es:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	7.550623	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

PARAMETROS TARIFARIOS (PTE)

- Los Componentes de Pérdidas del VAD o factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son los siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.128468	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.028341	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPMTs	1.122334	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
FPPMTs	1.044932	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

- Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSs	381.466145	1.000000	0.999855

- Fondadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

%Emiss	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
	24.710000%	51.610000%	23.680000%

- Factores de Ajuste de Potencia:

Factor de Ajuste	Valor	Descripción
FARoTS	0.99737	Factor de Ajuste de Potencia, Usuarios Tarifa Social
FARBT	0.936072	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.029679	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

- Cargo Fijo:

CARGO FIJO POR USUARIO (CFBTS_u)

$$CFBTS_u = CFBTS_u * FACF_u$$

- Tarifa Social (BTSs):

CARGO UNITARIO POR ENERGIA (CE)

$$CE_{BTSs} = PESTS \cdot FPEBT \cdot FPEMT$$

$$+ PPSTTS \cdot FAPoTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTSs} \cdot FPPBTs \cdot FPPMTTs}{NHU_{BTSs}}$$

$$+ CDBT \cdot FACD_u \cdot FARB \cdot \frac{FCRedBT_{BTSs} \cdot FPPBT}{NHU_{BTSs}}$$

$$+ CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSs} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FPPMT + AT}{NHU_{BTSs}}$$

- Cargo por Corte y Reconexión (CACYN):

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.

$$CACYR_{BTSs_m} = FACACYR_u \cdot CACYR_{BTSs_o}$$

Donde:

CACYR _{BTSs_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR _u	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR _{BTSs_o}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTSs_o}	79.965441	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

22. Ajuste Trimestral:

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

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

Donde:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados a la Potencia, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados a la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF_{i,n}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i,n}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1). Se aplican a la energía facturada.
PFP_{i,n}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes (i+1)

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

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i,n}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i,n}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1).
PFE_{i,n}	Precio Base Facturado de Energía en el mes (i+1)

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i,n}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i,n}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1).
PFE_{i,n}	Precio Base Facturado de Energía en el mes (i+1)

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

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

Donde:

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 Prevista en el trimestre n+1
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

23. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Donde:

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

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

Donde:

MPRE_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales de las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE.

$$PRE_n = \left[\frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{n(i)} (EF_{i,j} \cdot PTE_{i,j} \cdot PE_i)}{CED_n} \right]$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n
CCED_n	Cantidades de Energía (totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
n(i)OT	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 Transporte Baja Tensión (PeajeFT_BJ), Peaje en Función de Transporte Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{i,j}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i,j}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria j. La diferencia con PTE _{i,n} radica en que en para PTE _{i,n} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1
PE_i	Precios de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

Donde:

MPAET_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i,n}	Cantidad de Energía facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE_{i,n}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria j. La diferencia con PTE _{i,n} radica en que para PTE _{i,n} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{i,n} - 1)
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la energía considerados en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

- Si $MPRE_n^{TS} - MPAE_n^{TS} \leq 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = 0$
- Si $MPRET_n^{TS} - MPAET_n^{TS} > 0 \rightarrow APENR_n^{TS} = MPRET_n^{TS} - MPAET_n^{TS}$

24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas

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

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

Donde:

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

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

Donde:

MPRP_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP.

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

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social Y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista Y los Demandos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarj_n	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), Pedeje en Función de Transportista Baja Tensión (PedejeBT), Pedeje en Función de Transportista Media Tensión (PedejeMT)
DF_{i,t}	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)
PTP_{i,t}	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 Sociales). 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
ntarjTOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) Y Tarifa Social (BTS).
EF_{i,t}	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)

$$MPAP_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t} \cdot PTP_{i,t} \cdot PP_i)$$

Donde:

MPAP_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social en el trimestre n
EF_{i,t}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i,t}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1). 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)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos relacionados a la potencia considerados en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

El APP_n se incluir en el cálculo del A1, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP_n - MPAP_n \leq 0 \rightarrow APPNR_n = 0$
- Si $MPPRTS_n - MPAP_n > 0 \rightarrow APPNR_n = MPPRTS_n - MPAP_n$

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

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

$$FACD_{n,t} = \left(PD_{n,t} \cdot TC_n \cdot FAA + PIPC_{n,t} \cdot IPC_n \right) \cdot \frac{1 - K_{CD}}{K_{CD}}$$

Donde:

FACD_{n,t}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{n,t}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.961183%
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
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{n,t}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48.038817%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empalmado Base Diciembre 2010)
K_{CD}	Factor de reducción del CD en el período "N", igual a 1

$$FACD_{n,t} = \left(PD_{n,t} \cdot TC_n \cdot FAA + PIPC_{n,t} \cdot IPC_n \right) \cdot \frac{1 - K_{CD}}{K_{CD}} + CDMT \sum D_{max_{n,t}}$$

Donde:

FACD_{n,t}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{n,t}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47.678936%
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
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{n,t}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.321064%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empalmado Base Diciembre 2010)
K_{CD}	Factor de reducción del CD en el período "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_{n,t}}	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; esta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ar} \cdot \frac{1 + AP_n}{1 + AP_0} + FP_{Ar} \cdot \frac{1 + AC_n}{1 + AC_0} + FP_{Ar} \cdot \frac{1 + AH_n}{1 + AH_0} + FP_{Ar} \cdot \frac{1 + AE_n}{1 + AE_0} + FP_{Ar} \cdot \frac{1 + AI_n}{1 + AI_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ar}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 7810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.604023%
AP_n	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
AP₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 15.0%
FP_{Ar}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.450289%
AC_n	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
AC₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 10.0%
FP_{Ar}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.256041%
AH_n	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
AH₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 5.0%
FP_{Ar}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.000501%
AEn	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%
FP_{Ar}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.189146%
AH_n	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
AH₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 29 de diciembre de 2006, igual a 0.0%

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

Donde:

$$FACF_{n,t} = \left(PD_{n,t} \cdot TC_n \cdot FAA + PIPC_{n,t} \cdot IPC_n \right) \cdot \frac{1 - K_{CF}}{K_{CF}}$$

FACF_{n,t}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{n,t}	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
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 29 de diciembre de 2006, igual a 7.59615 Q/US\$
PIPC_{n,t}	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.inec.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2006, igual a 79.98 (Empalmado Base Diciembre 2010)
K_{CF}	Factor de reducción del CF en el período "N", igual a 1

27. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACRY_m = \frac{IPC_m}{IPC_0} \cdot FACACRY_m$$

Donde:

FACACRY_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gub.gt/), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2006 igual a 79.98 (Empalmado Base Diciembre 2010)

28. Ajuste Anual de los Precios Base:

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

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

Donde:

PEST_{TS}	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
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 Social, 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 Social 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 Social, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 30 DE JUNIO DE 2012

29. Liquidación del Pliego Tarifario:

Producto de la liquidación del pliego tarifario aprobado en la Resolución CNEE-77-2007, resulta un monto negativo de dos mil seiscientos veintisiete quezales con veintisiete centavos (Q2,627.27), el cual, la Distribuidora deberá devolver a través de restar doce mil trescientos setenta y cinco diez milésimas de quezal por kilovatio hora (0.012375 Q/KWh) a los cargos unitarios de energía, en la facturación del trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2012.

30. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2012:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de Junio de 2012, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{ar}	1.184521	Factor de Ajuste del CDBI al 30 de Junio de 2012
FACD_{ur}	1.208092	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de Junio de 2012
FACFr	1.238979	Factor de Ajuste de CFBS al 30 de Junio de 2012
FACACRY_m	1.348511	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de Junio de 2012

PLIEGO TARIFARIO

Baja Tensión Simple Social (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	9.506076	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.469685	Q /KWh

31. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de agosto al 31 de octubre de 2012, por la Distribuidora es de:

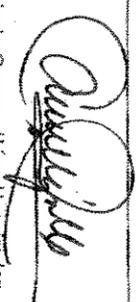
Tasa de interés por mora	1.055912%
--------------------------	-----------

32. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el semestre comprendido del 01 de agosto de 2012 al 31 de enero de 2013 son los siguientes:

CACTR _{BTS_m}	Valor	Unidad
CACTR _{BTS_m}	107.834256	Quezales

- 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. Se deroga la resolución CNEE-77-2007, así como cualquier otra disposición que contravenga la presente.
- IV. La presente resolución, entrará en vigencia el primer día del mes siguiente de su publicación en el Diario de Centroamérica.

PUBLIQUESE.-


 Licenciada Carmen Ulizar Hernández
 Presidente


 Licenciado Jorge Quiroga Arcauz Aguilera
 Director


 Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba
 Directora


 Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
 Secretario General


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

(25248) 2-31-12-12

MUNICIPALIDAD DE SANTIAGO ATITLÁN, DEPARTAMENTO DE SOLOLÁ

ACTA No. 32-2012 PUNTO CUARTO

EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DE SANTIAGO ATITLÁN, DEPARTAMENTO DE SOLOLÁ:

CONSIDERANDO:

Que conforme el artículo 253 de la Constitución Política de la República de Guatemala, las municipalidades tienen la autonomía para atender los servicios públicos locales, el ordenamiento territorial de su jurisdicción y el cumplimiento de sus fines propios, para los efectos correspondientes emitirán las ordenanzas y reglamentos respectivos; como la creación de La Oficina de Servicios Públicos Municipales. Tal disposición constitucional, es desarrollada por el Código Municipal en su artículo 34 estableciendo que: para la ejecución de sus ordenanzas para la organización y funcionamiento de sus oficinas, así como el cumplimiento de sus reglamentos y demás disposiciones y leyes ordinarias; la Municipalidad podrá crear, según sus recursos y necesidades, la Oficina de Servicios Públicos Municipales.

CONSIDERANDO:

Que debe emitirse un acuerdo municipal que establezca y ratifique la creación de la Oficina de Servicios Públicos Municipales y regule su marco competencial y principios de actuación conforme las disposiciones del Código Municipal y sus reformas contenidas en el Decreto Número 22-2010.

POR TANTO:

Con fundamento en lo ya citado y el artículo 253, de la Constitución Política de la República de Guatemala y en base a los artículos 33,34,35 literales b), c), el g), h), j), n),x) y z), 40, 41, 72, 81, 90, 141, del Código Municipal, Decreto Número 12-2002, reformado por el Decreto Número 22-2010, ambos del Congreso de la República, este Honorable Concejo Municipal del Municipio de Santiago Atitlán, por unanimidad de votos.

ACUERDA:

Punto Cuarto, Acta No. 32-2012, del libro 11-2010 de la Sesión Ordinaria del veintiséis de junio del año dos mil doce.