



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

RESOLUCION CNEE-154-2018 Guatemala, 27 de julio de 2018 LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, en su artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación, los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final. Los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de dicha Ley, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que 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, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de julio del año dos mil dieciocho, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 98 estipula que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión, mismas que realizarán el Estudio del Valor Agregado de Distribución para someterlo a aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; por su parte, el citado reglamento en el artículo 99 establece que una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en que aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 85 establece que los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, quien verificará su consistencia y procederá a su aprobación con la finalidad de incluirlos en la proyección de costos de inversión. Derivado de lo anterior, dentro del presente Pliego Tarifario se incluyeron los Programas a los que hace referencia dicho artículo; adicionalmente, se establecieron un conjunto de programas de inversión que por sus características, sus costos no fueron incluidos, motivo por el que los mismos podrán ser incluidos cuando sean efectivamente ejecutados por la distribuidora. En ese sentido, corresponde a la Comisión realizar las auditorías y supervisiones respectivas para garantizar que las inversiones ya reconocidas sean efectivamente realizadas por la distribuidora y de lo contrario, corresponderá hacer los ajustes pertinentes; de igual forma cuando la distribuidora ponga en operación los programas de inversión no reconocidos, dichas inversiones se incluirán en los ajustes a los cargos de distribución correspondientes de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-146-2018 de fecha veinticuatro de julio de dos mil dieciocho, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, por lo que, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2018-2023, basándose en los dictámenes técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Tarifas y Gerencia Jurídica respectivamente, que así lo recomiendan.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

POR TANTO:

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

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, que atiende **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el período comprendido del **uno de agosto de dos mil dieciocho, al treinta y uno de julio de dos mil veintitrés**, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima

LGE: Ley General de Electricidad

NTDOID: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

II. 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, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.
3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

4. Dentro de su área de concesión, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera, y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

5. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículos del 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en la resolución CNEE-02-2009.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y rescisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales y en su página web, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

A continuación se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Numero de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DUI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- f. Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

8. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Con base a lo anterior, el monto que se reconocerá quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías, será el que la distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio, en el quinquenio anterior.

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: **i.** Al deterioro natural, **ii.** Defectos de fabricación, **iii.** Obsolescencia de los mismos, o **iv.** Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

10. 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.
11. La Distribuidora, en el mismo periodo de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. Bajo ninguna circunstancia, la Distribuidora podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.
12. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- 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.
13. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
 14. 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 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.
 15. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones 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 podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.
 16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
 17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión, corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos, que más convienen a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar su requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos y servicios del Mercado Mayorista, asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar la correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad.

18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución, las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjunta con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.
20. La Distribuidora dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine.
La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.
21. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- a. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
 - b. Cargo Único por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego.
- 22.** La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:
- a. Baja Tensión Simple Social (BTSS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
- 23.** La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

En el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece: "Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión.". Derivado de ello se determinaron dos tipos de programas de inversión: i. Programas de inversión recurrentes y ii. Programas de inversión de desarrollo de nuevas tecnologías y proyectos específicos, los cuales se describen a continuación:

- 24. Programas de Inversión Recurrentes.** El presente pliego tarifario incluye dentro de los cargos de distribución y comercialización aprobados, los programas de inversión recurrentes y de los cuales se tiene la información histórica necesaria para su proyección e inclusión en el Estudio Tarifario correspondiente. Por lo tanto, al ser reconocidas dentro de las tarifas, corresponde a la Comisión auditar y supervisar que las inversiones y actividades proyectadas sean ejecutadas; en caso las mismas no se realicen, se procederá a tomar las acciones correspondientes que se indican a continuación:
- a. Sedes u oficinas comerciales, y actividades asociadas mínimas: En el presente Pliego Tarifario se reconocieron catorce oficinas comerciales que le permitirán brindar al usuario una atención comercial de calidad y satisfactoria, ubicadas de la siguiente manera:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

No.	Departamento	Ubicación o Nombre de la Agencia o Sede Comercial
1	Guatemala	Central
2	Guatemala	Megacentro
3	Guatemala	Metro Norte
4	Guatemala	Unicentro
5	Guatemala	Plaza Florida
6	Guatemala	Pacific Center
7	Guatemala	Villa Nueva
8	Guatemala	Amatitlán
9	Guatemala	Cayalá
10	Guatemala	Condado Concepción
11	Guatemala	Express Centra Norte
12	Escuintla	Puerto San José
13	Escuintla	Escuintla
14	Sacatepéquez	Antigua

Por lo que la Distribuidora tiene la obligación de mantener dichas oficinas comerciales así como los servicios proyectados y reconocidos. Anualmente la Comisión evaluará y auditará la existencia y prestación del servicio de dichas inversiones reconocidas. El incumplimiento en mantener las inversiones en instalaciones y servicios comerciales reconocidos en el presente pliego tarifario, será descontado en el renglón Costos de los Programas de Inversión (CPI) asignable a Cargos Fijos.

- b. Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales: comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente se supervisará y auditará la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento, así como de las inversiones, costos de capital y operación reconocidos que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se procederá a realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.
- c. Medidores totalizadores: comprenden los costos para la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de distribución, por medio de comparación de la medición totalizadora de centros de transformación que alimentan la red de distribución BT versus la sumatoria de los consumos de los medidores de los usuarios asociados a dicho centro de transformación. Además, la información se utiliza para la obtención de parámetros de calidad de potencia, optimización de carga



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

de los centros de transformación, detectando aquellos sobrecargados o sub-dimensionados. La cantidad reconocida en su respectivo estudio es de un mil trescientos (1,300) medidores totalizadores, de los cuales deberán enviar mensualmente a la Comisión, la información recabada de todos los parámetros registrados por este tipo de medidores. En caso se determine que la Distribuidora no envía las mediciones obtenidas del total de medidores reconocidos, esta Comisión procederá a realizar un descuento en el ajuste correspondiente de los Costos de los Programas de Inversión (CPI) establecido en las fórmulas de ajuste semestral. Para fines de valorización, el Costo Unitario del Valor Nuevo de Reemplazo reconocido de estos medidores, a moneda del 30 de diciembre de 2016, es de un mil ciento treinta y dos dólares con veintiún centavos (USD 1,132.21).

En cumplimiento a los programas de inversión y sus costos incluidos en el presente Pliego Tarifario, la Distribuidora deberá informar a la Comisión conforme a lo dispuesto en la Resolución CNEE-50-2011 sobre las actividades realmente ejecutadas semestralmente. En caso la distribuidora no informe o no cumpla con la totalidad de las actividades reconocidas y, por consiguiente, con su correspondiente Monto de Inversiones Reconocidas (MINR), se procederá a realizar las reducciones correspondientes en las fórmulas de los ajustes semestrales de los cargos por distribución (CDMT, CDBT) y cargos por consumidor (CF), según corresponda, asimismo facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

- 25. Programas de Inversión de Desarrollo de Nuevas Tecnologías y Programas Específicos.** Derivado que se establecieron programas de inversión y desarrollo de nuevas tecnologías, así como programas específicos relacionados a mejoras en el control y calidad en la prestación del servicio de distribución, y de seguridad y atención al usuario, que no son recurrentes en su ejecución y por consiguiente no se cuenta con la información histórica correspondiente para su adecuada proyección y determinación de costos; se determinó que los mismos no fueran incluidos en el estudio tarifario correspondiente y en consecuencia sus costos de capital y operación, no están siendo considerados en los cargos de distribución aprobados en el presente pliego tarifario, para evitar sobre estimaciones de costos que impacten en las tarifas a pagar por los usuarios.

En este sentido los costos que se reconocerán para la ejecución de estos programas de inversión, corresponderán a costos eficientes resultantes de ejecución y operación de dichos programas de inversión, bajo la debida auditoría y supervisión. Así, estos costos de capital y operación eficientes podrán ser trasladados a tarifa, cuando:

- i. Los proyectos hayan sido terminados y estén en operación.
- ii. La Distribuidora haya cumplido con la totalidad de los requisitos que determine en su oportunidad la CNEE.

Dichos costos serán incluidos en los ajustes semestrales de los cargos por distribución (CDMT, CDBT) y cargos por consumidor (CF), según corresponda.

Los programas de inversión, cuya ejecución se aprueba dentro del periodo de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

vigencia del presente pliego tarifario, son:

- i. Implementación de Medición Inteligente y tarifa prepago: En términos generales este proyecto implica: i. el cambio e instalación de medidores inteligentes a clientes que hoy día cuentan con medición con demanda en media y baja tensión y a usuarios cualificados del grupo tarifario a) de la Tarifa No Social; ii. puesta en operación de tarifas prepago, por lo que la Distribuidora deberá implementar los sistemas comerciales e instalaciones necesarias que permitan que el cliente pague con anticipación la cantidad de energía que consumirá.
- ii. Adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con las servidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- iii. Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo: Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs.
- iv. Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora, incluyendo sistemas de Micro Red eléctrica que permita el uso de fuentes de generación de origen renovable promoviendo de esta manera la sostenibilidad mediante el uso eficiente de la energía, reduciendo costos e incrementando la calidad y confiabilidad del sistema.
- v. Programas de Mejora de Atención al Cliente: Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIAU-. La distribuidora en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIAU-, este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

Corresponderá a la Distribuidora, realizar las gestiones e inversiones necesarias para integrar al SIAU: i) Los sistemas de control, gestión de solicitudes y atención al cliente; ii) el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario establecido en las NTSD; iii) los reclamos y quejas realizadas en los Libros de Quejas de la CNEE, de forma diaria; iv) los reclamos o quejas realizadas por vía telefónica (Call Center), de forma verbal o escrita, correo electrónico u otros medios digitales de información; y v) las demás modalidades de presentación de quejas, tal como lo establece la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD. Este sistema deberá contar con la capacidad para que el usuario pueda realizar las gestiones antes indicadas y consultar su estado en la página WEB, aplicaciones móviles de la distribuidora o vía telefónica, para garantizar que los casos se resuelvan de manera eficaz y eficiente, por lo que dicho sistema



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

deberá actualizar en tiempo real, el avance y actuaciones que se realicen a cada uno de los casos que se generen.

La Distribuidora tendrá la obligación de registrar en este sistema y generar un número de caso, el que informará al usuario, cuando este realice cualquier tipo de gestión o solicitud, reclamos o quejas. El número de caso generado servirá al Usuario para poder consultar en cualquier momento el estado de su gestión.

La CNEE tendrá acceso al seguimiento de todas las gestiones y casos de dicho sistema, por lo que la distribuidora deberá permitir el acceso sin restricción alguna bajo una plataforma WEB que interactúe con las Bases de Datos de dicho sistema, remitiendo los manuales o codificaciones necesarias para que la CNEE pueda integrar dichas Bases de Datos a sus sistemas informáticos de control y supervisión, para lograr el análisis en tiempo real de los indicadores de desempeño de la calidad comercial. Adicionalmente la Comisión podrá ingresar reclamos y quejas a este sistema presentadas por los usuarios a personal de esta Comisión, por lo que la distribuidora deberá habilitar terminales o computadoras, que pondrá a disposición de esta Comisión, así como tabletas o terminales móviles con su respectivo sistema de comunicación que se le requieran. Para dar cumplimiento a lo indicado, la Distribuidora, deberá enviar la Base de Datos completa a la CNEE, desarrollar el software de programación y aplicación para el procesamiento de las Bases de Datos, así como los accesos y medios de comunicación necesarios, para que dicha base pueda ser actualizada en periodos no mayores a sesenta (60) minutos.

La segunda área de este programa comprende la implementación de nuevas instalaciones u oficinas comerciales para atención al usuario, de acuerdo a las necesidades, y requerimientos específicos de atención a los usuarios; así como en los puntos en los que no se cuenta con centros de atención al usuario, de manera de facilitar el acceso a la atención de los usuarios por parte de la Distribuidora.

El incumplimiento de la implementación de dicho sistema en el plazo antes mencionado, facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

- vi. Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-: En un plazo no mayor a dieciocho (18) meses, la Distribuidora deberá implementar el Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-. El cual tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión, en los circuitos de salida de cada subestación, el cual será complementado en Baja Tensión por medio de las campañas de medición. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

Para este fin deberá instalarse como mínimo un punto de medición por cada circuito de Media Tensión, siendo este instalado en la cabecera de la línea de Media Tensión cuando no se tenga instalado un equipo que permita obtener la información requerida; así como, en cada dispositivo de maniobra y operación remota que seccione la red de distribución, con el objeto de medir los parámetros del circuito aguas abajo del mismo, según consideraciones y



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

puntos que defina la CNEE.

Los medidores que se instalen deberán tener la capacidad de medir: i) voltajes, corrientes, y sus desbalances ii) voltajes y corrientes de secuencias cero, positiva, y negativa, iii) armónicos y Flicker en tensión y corriente, iv) mediciones de flujo de potencia y energía aparente, activa y reactiva, v) mantener un registro de los flujos horarios, como mínimo de los últimos seis (6) meses, vi) realizar las mediciones respecto de las variaciones rápidas de tensión, vii) monitoreo de la frecuencia y del factor de potencia, viii) además de permitir la supervisión de la continuidad del suministro (interrupciones del suministro y micro cortes).

Este sistema debe permitir a la CNEE el acceso vía remota y en tiempo real a equipos de medición instalados en diferentes puntos de la red de la Distribuidora, contando para el efecto con el equipo informático y software especializado para la interrogación, transferencia, almacenamiento y análisis de datos, los cuales servirán para la verificación del cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en las normas técnicas correspondientes.

El incumplimiento de la implementación de dicho sistema en el plazo antes mencionado, facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

Oportunamente la Comisión remitirá las especificaciones y alcances que deberá cumplir la propuesta de la Distribuidora referente a estos Programas; posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

26. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Comisión podrá contratar la auditoría y supervisión correspondiente a costa de la Distribuidora; la contratación se realizará en base a los Términos y requerimientos que se establezcan, los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) podrán ser incluidos dentro de los ajustes semestrales correspondientes. Asimismo, la Comisión establecerá los plazos y formatos de entrega de información, sobre la ejecución de dichos programas. El pago de las auditorías y supervisiones por parte de la Distribuidora, se realizará en un plazo máximo de quince días, luego que la Comisión informe de la aceptación de los informes del supervisor y apruebe emitir la factura correspondiente.
27. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión.** Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión de Desarrollo de Nuevas Tecnologías y Programas Específicos anteriormente indicados, la Distribuidora antes del 31 de octubre de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocido por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y puestas en operación de los Programas de Inversión. El informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia emitidos del Estudio del Valor Agregado de Distribución (Resolución CNEE-176-2017, y CNEE-266-2017), la metodología de cálculo de dichas anualidades será la que se establezca en dichos Términos de Referencia, asimismo los informes deberán ser presentados con todas las formalidades



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

establecidas en dichos términos. La CNEE revisará este informe, y de considerarse procedente, incluirá el monto solicitado en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

Finalizado el Periodo Tarifario, aprobado en la presente Resolución, estos Programas de Inversión deberán ser incorporados al Valor Nuevo de Reemplazo y a la proyección de costos de inversión que se incluirán en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados para el establecimiento de las tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

28. 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, período del 1 mayo de 2018 al 30 de abril del 2019, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	54.669693	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.750537	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	64.044418	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	28.324555	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

30. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTO	9.316244	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión
CFBTS	8.460255	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple



PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.056319	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.019201	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTSS	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTTS	1.024192	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.638285	465.948260	1.000000	1.000000

33. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTSS}	22.243678%	55.829269%	21.927054%

34. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPotTS	0.941214	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.952141	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.954327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

35. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Único por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPotTS \cdot FPPBTSS \cdot FPPMTTS$$

$$+ CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT$$

$$\cdot FPPBT_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

36. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

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

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$

Dónde:

CACYR_{BTSS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{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}	169.43	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

37. Ajuste Trimestral:

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

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

Donde:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los 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 el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

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

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

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

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 correspondiente a la Tarifa Social



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
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

38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$$

Dónde:

APENR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}_n = CCER^{TS}_n \cdot PRE_n$$

Dónde:

MPRE_n^{TS}	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER_n^{TS}	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales 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, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
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).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE''_{t,i+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 _{t,i+1} radica en que en para PTE'' _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE''_{i+1} \cdot PE_i)$$

Dónde:

MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	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''_{t,i+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 _{t,i+1} radica en que para PTE'' _{t,i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{t,i+1} - 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 contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

- Sí $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Sí $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

39. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Dónde:

APPNR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Dónde:

MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TS}_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 contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nTarD} (DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nTarETOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1})}{CPD_n} \right)$$

Dónde:

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 las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{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'_{t,i+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 Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSa), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
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).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTP''_{i+1} \cdot PP_i)$$

Dónde:

MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP''_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{t,i+1} - 1)$
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- Sí $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Sí $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

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

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

$$FACD_{BT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIBT_p - \sum_n MINRBT}{CDBT * D_{max,baseBT} * 12} \right) * \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 61.084016%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 38.915984%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CD,N}	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
MINRBT	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
CDBT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
D_{max,baseBT}	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 614,446.97 kW.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

$$FACD_{MT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIMT_p - \sum_n MINRMT}{CDMT * D_{max,baseMT} * 12} \right) * \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}} + \frac{CAS}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 48.786541%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 51.213459%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CD,N}	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
Dmax_{m,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.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste

17



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CPIMT_P	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
MINRMT	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
Dmax,baseMT	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 865,878.80 kW.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.50%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 14.30%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.80%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.80%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	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 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.60%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

Costos de Programas de Inversión (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios y descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 7.2.2. de la Resolución CNEE-176-2017 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario (fecha de incorporación al ajuste semestral, hasta el 31 de julio del año 2023).

Ajuste por Monto de Inversiones No Realizadas de Operación y Mantenimiento (MINR):

$$\sum_n MINR$$

Es la diferencia monetaria entre la cantidad de actividades e inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego, y las actividades e inversiones efectivamente realizadas para el mismo año, mismas que serán



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

fiscalizadas y auditadas por la CNEE; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente. Donde:

a. Años tarifarios a ser fiscalizados y auditados

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de agosto de 2018	31 de julio de 2019
2	1 de agosto de 2019	31 de julio de 2020
3	1 de agosto de 2020	31 de julio de 2021
4	1 de agosto de 2021	31 de julio de 2022
5	1 de agosto de 2022	31 de julio de 2023

b. El MINR para Baja Tensión (MINRBT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

En caso $MIRBT_n$ sea mayor que $MIRECBT_n$, el MINRBT será igual a 0.

Donde:

$$MIRECBT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FRA_{i,n} * CURA_i$$

$$MIRBT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FERA_{i,n} * CURA_i$$

$MIRECBT_n$: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

$MIRBT_n$: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

$FRA_{i,n}$: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Baja Tensión en el año tarifario "n"

$FERA_{i,n}$: Frecuencia Efectivamente Realizadas de la Actividad "i" de Baja Tensión en el año tarifario "n"

$CURAI$: Costo Unitario Reconocido de la Actividad de Baja Tensión "i"

c. El MINR para Media Tensión (MINRMT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$

En caso $MIRMT_n$ sea mayor que $MIRECMT_n$, el MINRMT será igual a 0.

Donde:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

$$MIRECMT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FRA_{i,n} * CURA_i$$

$$MIRMT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FERA_{i,n} * CURA_i$$

MIRECMT_n: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"

MIRMT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Media Tensión para el año tarifario "n"

FRA_{i,n}: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"

FERA_{i,n}: Frecuencia Efectivamente Realizada de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"

CURAI: Costo Unitario Reconocido de la Actividad de Media Tensión "i"

Las actividades y frecuencias reconocidas de operación y mantenimiento, por tipo de activo, para baja y media tensión, incluidas en las tarifas aprobadas en la presente Resolución, se indican en el Anexo de la presente resolución. Los costos unitarios indicados en dicho Anexo están a moneda del 30 de diciembre del 2016.

El MINR de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los ajustes semestrales del próximo quinquenio.

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

$$FACF_{BT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIBT_p}{CFBT_0 * UsuBT * 12} \right) * \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.322449%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 79.677551%
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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	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 2016, igual a 126.83
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Baja Tensión.
CFBT₀	Cargo Fijo Base en Baja Tensión
UsUBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Baja Tensión, igual a un millón trescientos setenta y cuatro mil doscientos treinta y cinco (1,374,235).

$$FACF_{MT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIMT_p}{CF_{0,MT} * UsuMT * 12} \right) * \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD_{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 20.322449%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
PIPC_{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 79.677551%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CPIMT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Media Tensión.
CFMT₀	Cargo Fijo Base en Media Tensión
UsuMT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Media Tensión, igual a seiscientos (600).

Costos de Programas de Inversión (CPI) asignables a los Cargos Fijos:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios y descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Fijo en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre del 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 7.2.1. de la Resolución CNEE-176-2017 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

42. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el 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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

43. 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:

$$PE_{ST_t} = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

PE_{ST_t}	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTD, MTD, MTHD, BTDA, MTDA
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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

$%E_{INTERMEDIA}$	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 30 DE JUNIO DE 2018

44. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto – Octubre 2018:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de agosto al 31 de octubre de 2018, es de:

	Valor	Unidades	Definición
$ATTS_n$	-0.058702	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

45. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2018:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2018, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.022724	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2018
$FACD_{MT}$	1.093445	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2018
$FACF_{BT}$	1.050546	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 30 de junio de 2018
$FACACYR_m$	1.064417	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2018

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de agosto de 2018 al 31 de enero de 2019.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE AGOSTO AL 31 DE OCTUBRE DE 2018

46. Tarifas para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2018:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	8.887887	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía	1.082493	Q / kWh

47. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2018, por la Distribuidora es de:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Tasa de interés por mora	1.022194%
--------------------------	-----------

48. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de agosto de 2018 al 31 de enero de 2019 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_m}	180.34	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

2. La Distribuidora está obligada a dar estricto cumplimiento y seguimiento a los términos, condiciones y precios contenidos en la presente resolución; así como a entregar cualquier información que se le solicite para verificar el cumplimiento de la misma.
3. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá supervisar y fiscalizar el que se cumplan y se apliquen todas las consideraciones y costos asociados a la actividad de distribución que fueron aprobados y reconocidos en el Estudio del Valor Agregado de Distribución, el cual sirvió de base para la emisión de las estructuras tarifarias contenidas en la presente resolución.
4. La presente resolución, entrará en vigencia el **uno de agosto de dos mil dieciocho**.

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director



Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

CNEE

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General



ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-154-2018

ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO

Código	RED DE MEDIA TENSIÓN		Año Tarifario:					
	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	1 FRA por año	2 FRA por año	3 FRA por año	4 FRA por año	5 FRA por año
op1	Apertura o cierre de puentes para maniobra	operación	97.38	16.3	16.6	16.9	17.2	17.5
op2	Consignación de red	operación	60.30	446.6	455.0	463.6	472.4	481.4
op3	Consignación instalaciones por mantenimiento SET	operación	79.10	2,079.4	2,118.3	2,158.3	2,199.3	2,241.3
corr1	Visitas a instalaciones	correctivo	32.11	9,933.7	10,119.8	10,310.6	10,506.4	10,707.3
corr2	Reparación de línea aérea	correctivo	85.24	2,446.3	2,492.2	2,539.2	2,587.4	2,636.9
corr3	Reemplazo de conductor	correctivo	420.51	1,675.6	1,707.0	1,739.2	1,772.3	1,806.1
corr4	Reemplazo de poste	correctivo	692.84	894.5	911.2	928.4	946.0	964.1
corr5	Reemplazo de aislador	correctivo	106.85	1,156.0	1,177.7	1,199.9	1,222.7	1,246.1
corr6	Reemplazo de empalme	correctivo	125.80	1,131.1	1,152.3	1,174.0	1,196.3	1,219.2
corr7	Revisión de poste	correctivo	32.11	1,124.0	1,145.1	1,166.7	1,188.8	1,211.6
corr8	Reemplazo de puente	correctivo	166.43	638.6	650.6	662.9	675.4	688.4
corr9	Reparación de retenida	correctivo	73.82	584.6	595.5	606.7	618.3	630.1
corr10	Reemplazo de crucero	correctivo	188.37	542.9	553.1	563.5	574.2	585.2
corr11	Aplomado de poste	correctivo	117.54	289.0	294.4	300.0	305.7	311.5
corr12	Instalación de ancla	correctivo	151.81	264.6	269.5	274.6	279.8	285.2
corr13	Reemplazo de herrajes	correctivo	72.41	190.4	194.0	197.6	201.4	205.2
corr14	Reemplazo de terminación	correctivo	216.64	131.4	133.9	136.4	139.0	141.7
corr15	Retiro de objeto en la red	correctivo	93.31	121.4	123.7	126.0	128.4	130.9
corr16	Reemplazo de extensión de red	correctivo	102.77	121.2	123.5	125.8	128.2	130.6
corr17	Nivelación de curcero	correctivo	95.88	101.5	103.4	105.3	107.3	109.4
corr18	Reemplazo de brace	correctivo	101.98	96.5	98.3	100.1	102.0	104.0
corr19	Limpieza de fosa de servicios auxiliares	correctivo	74.71	93.3	95.1	96.9	98.7	100.6
corr21	Instalación de puesta a tierra	correctivo	105.15	13.6	13.9	14.2	14.4	14.7
corr22	Reemplazo de extensión primaria	correctivo	117.42	13.1	13.4	13.6	13.9	14.2



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 4ª AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

prev23	Reemplazo de herrajes	preventivo	72.41	61.9	63.0	64.2	65.5	66.7
prev24	Instalación de cadena de de aisladores de suspensión o remate	preventivo	170.09	50.3	51.3	52.2	53.2	54.2
prev25	Reemplazo de cable de tierra	preventivo	2,821.84	48.7	49.7	50.6	51.6	52.5
prev26	Aplomado de poste	preventivo	117.54	36.2	36.9	37.6	38.3	39.0
prev29	Reemplazo de puente en cruceros	preventivo	202.64	26.8	27.3	27.8	28.3	28.9
prev30	Limpieza de fosa de servicios auxiliares	preventivo	74.71	19.4	19.7	20.1	20.5	20.9
prev31	Tensado de conductor	preventivo	126.32	18.1	18.5	18.8	19.2	19.5
prev32	Reemplazo de extensión de red	preventivo	102.77	17.1	17.4	17.7	18.0	18.4
prev33	Reemplazo de bayonetas	preventivo	265.17	13.9	14.2	14.4	14.7	15.0
prev34	Instalación de candado de gabinete	preventivo	45.91	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8
prev35	Reemplazo de terminación exterior	preventivo	254.26	10.7	10.9	11.1	11.3	11.6
prev36	Instalación de cable	preventivo	106.17	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0
prev37	Reemplazo de brace	preventivo	101.98	8.9	9.1	9.2	9.4	9.6
prev38	Modificación de puesta a tierra	preventivo	57.60	7.3	7.5	7.6	7.7	7.9
prev39	Limpieza de apoyo	preventivo	165.34	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2
prev40	Reemplazo de hotline	preventivo	139.09	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2
prev41	Reemplazo de puente a interruptor fusible y descargar	preventivo	101.58	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
prev42	Reemplazo de puente	preventivo	166.43	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1
prev43	Reifro de objeto en la red	preventivo	93.31	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1
prev44	Reemplazo de terminación	preventivo	216.64	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5
prev45	Reemplazo de codo subterráneo	preventivo	343.83	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2
prev46	Reemplazo de empalme subterráneo	preventivo	267.98	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
prev47	Reemplazo de terminación interior	preventivo	246.01	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
prev48	Nivelación de curcero	preventivo	95.88	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 4º AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

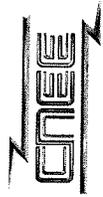
EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA		Año Tarifario		1	2	3	4	5
Código	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
op1	Operación de seccionador	operación	36.22	795.6	811.0	826.7	842.9	859.5
op2	Operación de equipo de maniobra	operación	86.55	550.1	560.8	571.6	582.9	594.4
op3	Accionamiento de interruptor termomagnético	operación	40.14	1,400.4	1,427.5	1,455.2	1,483.8	1,513.0
op4	Coordinación de protección	operación	216.37	248.1	252.9	257.8	262.9	268.1
op5	Revisión de protección	operación	44.05	127.4	129.9	132.4	135.0	137.7
corr1	Evaluación punto de protección	correctivo	51.89	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr2	Reemplazo de descargador de sobretensión	correctivo	171.04	620.9	632.9	645.2	657.9	670.8
corr5	Prueba de aislamiento	correctivo	77.70	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr6	Prueba de contactos de interruptor	correctivo	77.70	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr7	Prueba del sistema de control	correctivo	21.73	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr8	Reemplazo de seccionador	correctivo	1,304.13	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr9	Reemplazo de seccionador automatizado	correctivo	5,731.39	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr10	Refuerzo de gabinete de control	correctivo	246.78	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr11	Reemplazo de fusible	correctivo	55.29	3,833.0	3,907.2	3,982.9	4,061.3	4,141.2
corr12	Reemplazo de interruptor fusible	correctivo	219.06	691.6	705.0	718.6	732.8	747.2
corr14	Restauración de seccionalizador	correctivo	40.14	138.5	141.1	143.9	146.7	149.6
corr15	Reemplazo de cuchilla en seccionador	correctivo	662.99	90.9	92.7	94.5	96.4	98.2
corr16	Reemplazo de conexiones	correctivo	65.18	76.9	78.4	79.9	81.5	83.1
corr17	Reemplazo de puente y cuchilla de seccionador	correctivo	298.28	48.1	49.1	50.0	51.0	52.0
corr18	Reemplazo de puentes	correctivo	268.37	44.7	45.6	46.5	47.4	48.3
corr19	Reemplazo de banco de capacitores	correctivo	5,979.42	41.9	42.7	43.5	44.4	45.3
corr20	Reemplazo de batería de sistema de control	correctivo	143.99	41.9	42.7	43.5	44.4	45.2
corr21	Reemplazo de bombilla de señalización en taller	correctivo	22.19	37.7	38.4	39.2	39.9	40.7
corr22	Reemplazo de interruptor en taller	correctivo	22.19	34.2	34.9	35.5	36.2	36.9
corr23	Ensamble de gabinete sistema de control	correctivo	487.83	27.0	27.5	28.0	28.6	29.1
corr24	Puesta en servicio de equipos del sistema de control	correctivo	63.63	23.6	24.0	24.5	25.0	25.5



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

corr26	Reemplazo de reconector	correctivo	14,060.09	17.3	17.7	18.0	18.4	18.7
corr27	Medición de cobertura de radio para control	correctivo	63.63	12.0	12.3	12.5	12.7	13.0
corr28	Modificación del sistema de control	correctivo	123.67	8.0	8.2	8.3	8.5	8.7
corr29	Refuerzo de gabinete de control	correctivo	246.78	7.7	7.9	8.0	8.2	8.3
corr30	Reemplazo de aceite en reconector	correctivo	408.36	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1
corr31	Retiro de equipos del sistema de control	correctivo	39.02	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7
corr32	Reemplazo de cámara de interrupción	correctivo	706.20	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1
corr33	Evaluación punto de automatización	correctivo	51.89	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
corr34	Reemplazo de batería de sistema de comunicaciones	correctivo	116.91	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr35	Reemplazo de terminal	correctivo	106.96	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr36	Reemplazo de PT	correctivo	748.48	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5
corr37	Reemplazo de paleta 500	correctivo	135.36	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4
corr38	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	correctivo	3,890.86	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
corr39	Reemplazo de equipo de comunicaciones	correctivo	282.26	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr40	Reemplazo de supresor de voltaje	correctivo	70.90	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr41	Reemplazo de batería de sistemas de control y protecciones	correctivo	172.53	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr42	Reemplazo de puente en sistema de comunicaciones	correctivo	256.32	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr43	Reemplazo de puente en sistema de control	correctivo	584.47	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr44	Reemplazo de seccionador automatizado	correctivo	5,731.39	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr45	Refuerzo de gabinete de control de reconector	correctivo	246.78	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr46	Reemplazo de seccionador	correctivo	1,304.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev2	Instalación de registrador	preventivo	47.97	1,383.0	1,409.7	1,437.1	1,465.3	1,494.2
prev3	Pruebas básicas de equipos	preventivo	22.19	753.0	767.5	782.4	797.8	813.5
prev4	Evaluación punto de protección	preventivo	51.89	723.1	737.1	751.3	766.1	781.2
prev5	Mantenimiento del sistema de control	preventivo	54.35	330.7	337.1	343.6	350.3	357.2
prev6	Prueba de baterías del sistema de control	preventivo	21.73	283.5	289.0	294.6	300.4	306.3
prev8	Instalación de loggers de sistema de control	preventivo	256.32	160.6	163.7	166.9	170.2	173.5

[Handwritten signatures and initials]



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4ª AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

prev10	Mantenimiento de baterías del sistema de control	preventivo	22.16	78.4	79.9	81.5	83.1	84.7
prev11	Mantenimiento de seccionador automatizado	preventivo	104.63	74.1	75.5	77.0	78.5	80.0
prev13	Revisión de reconector	preventivo	44.05	45.7	46.6	47.5	48.4	49.4
prev14	Prueba de contactos de interruptor	preventivo	77.70	44.1	45.0	45.8	46.7	47.7
prev15	Prueba de aislamiento	preventivo	77.70	39.2	40.0	40.7	41.5	42.4
prev16	Restauración de reconector	preventivo	40.14	35.5	36.2	36.9	37.6	38.3
prev17	Mantenimiento de equipo de maniobra	preventivo	104.63	34.5	35.2	35.8	36.5	37.3
prev18	Mantenimiento de interruptor	preventivo	81.39	20.3	20.6	21.0	21.5	21.9
prev19	Actualización del SCADA	preventivo	23.24	18.1	18.5	18.9	19.2	19.6
prev20	Mantenimiento de baterías del sistema de comunicaciones	preventivo	22.16	15.1	15.4	15.7	16.0	16.4
prev21	Prueba de baterías de reconector	preventivo	21.73	14.2	14.5	14.8	15.1	15.4
prev22	Prueba del sistema de control	preventivo	21.73	13.3	13.6	13.9	14.1	14.4
prev23	Prueba de control de reconector	preventivo	104.63	12.4	12.7	12.9	13.2	13.4
prev24	Prueba del sistema de comunicaciones	preventivo	41.62	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev25	Toma de datos de curva del sistema de control	preventivo	28.65	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev26	Prueba de aislamiento reconector	preventivo	77.70	5.9	6.0	6.1	6.3	6.4
prev27	Limpieza de cuchilla de seccionador	preventivo	104.63	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8
prev28	Reconfiguración del sistema de control	preventivo	28.65	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7
prev29	Cambio de fase de CT	preventivo	135.95	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2
prev30	Instalación de reconector	preventivo	9,936.72	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
prev31	Mantenimiento equipo de maniobra	preventivo	81.39	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1
prev44	Traslado de cuchillas	preventivo	903.78	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev45	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	preventivo	597.44	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1



CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			Año Tarifario					
Código	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	1 FRA por año	2 FRA por año	3 FRA por año	4 FRA por año	5 FRA por año
corr1	Reemplazo de transformador	correctivo	1,791.79	2,318.8	2,400.9	2,487.0	2,577.2	2,671.8
corr2	Revisión de centro de transformación	correctivo	28.52	2,112.4	2,187.3	2,265.7	2,347.9	2,434.0
corr3	Reemplazo de bushing	correctivo	294.61	707.3	732.4	758.6	786.1	815.0
corr4	Reemplazo de tap de transformador	correctivo	84.07	12.5	12.9	13.4	13.8	14.3
prev1	Cambio de fase de cargas para balancear transformador	preventivo	38.03	2,525.7	2,615.2	2,709.0	2,807.2	2,910.2
prev2	Retiro/instalación de transto para mant. en taller	preventivo	126.45	681.8	706.0	731.3	757.8	785.6
prev3	Inventariado de transformadores	preventivo	14.04	808.7	837.3	867.4	898.8	931.8
prev4	Mantenimiento de subestaciones	preventivo	148.04	1,095.0	1,133.9	1,174.5	1,217.1	1,261.8
prev5	Pintura, numeración y registro de equipos	preventivo	14.04	4,505.9	4,665.6	4,832.9	5,008.1	5,191.9
prev6	Reemplazo de aceite en taller	preventivo	165.90	589.3	610.2	632.1	655.0	679.0
prev7	Reemplazo de bushing en taller	preventivo	300.65	40.3	41.7	43.2	44.8	46.5
prev8	Reemplazo de cuba en taller	preventivo	119.74	23.1	23.9	24.8	25.7	26.6
prev9	Reemplazo de empaques en taller	preventivo	34.82	20.2	20.9	21.6	22.4	23.2
prev13	Retiro de transformador	preventivo	119.74	1,722.9	1,784.0	1,848.0	1,914.9	1,985.2
prev14	Secado de bobina	preventivo	158.52	1.8	1.8	1.9	2.0	2.0

RED DE BAJA TENSIÓN			Año Tarifario					
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	1 FRA por año	2 FRA por año	3 FRA por año	4 FRA por año	5 FRA por año
op1	Apertura o cierre de puentes para maniobra	operación	46.09	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5
op2	Consignación de red	operación	48.82	4,920.6	5,079.6	5,245.6	5,419.1	5,600.4
corr1	Reparación de línea aérea	correctivo	41.05	2,844.7	2,936.7	3,032.6	3,132.9	3,237.7
corr2	Reemplazo de aislador	correctivo	54.01	2,534.7	2,616.6	2,702.2	2,791.5	2,884.9
corr3	Reemplazo de conductor	correctivo	383.86	1,229.2	1,268.9	1,310.3	1,353.7	1,399.0
corr4	Reemplazo de empalme	correctivo	82.18	586.2	605.2	625.0	645.6	667.2
corr5	Reemplazo de puente	correctivo	122.72	524.6	541.6	559.3	577.8	597.1



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4ª AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

corr6	Aplomado de poste	correctivo	96.03	134.5	138.8	143.4	148.1	153.1
corr7	Reemplazo de puentes	correctivo	194.64	57.0	58.8	60.7	62.7	64.8
corr8	Reemplazo de crucero sencillo	correctivo	253.10	46.3	47.8	49.4	51.0	52.7
corr9	Reemplazo de conector	correctivo	39.14	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
corr10	Reemplazo de poste	correctivo	619.27	5.5	5.6	5.8	6.0	6.2
prev1	Actualización del SIGRE	preventivo	11.85	29,198.1	30,141.6	31,126.7	32,155.8	33,231.9
prev2	Poda, destame y tala de árboles con pick up	preventivo	59.91	15,164.6	15,654.7	16,166.3	16,700.8	17,259.6
prev3	Medición para optimización de cargas	preventivo	41.22	4,306.1	4,445.2	4,590.5	4,742.3	4,901.0
prev4	Conexión y desconexión de servicio	preventivo	68.30	1,942.5	2,005.3	2,070.8	2,139.3	2,210.9
prev5	Inspección termográfica	preventivo	28.53	1,608.7	1,660.6	1,714.9	1,771.6	1,830.9
prev6	Reemplazo de soporte secundario	preventivo	57.35	677.1	699.0	721.9	745.7	770.7
prev7	Reemplazo de crucero sencillo	preventivo	253.10	594.7	613.9	634.0	654.9	676.9
prev8	Reemplazo de conductor	preventivo	383.86	274.2	283.1	292.4	302.0	312.1
prev9	Reemplazo de conector	preventivo	39.14	112.6	116.2	120.0	124.0	128.1
prev10	Medición de Líneas	preventivo	19.51	84.6	87.4	90.2	93.2	96.3
prev11	Supervisión técnica	preventivo	45.01	64.3	66.4	68.6	70.8	73.2
prev12	Nivelación de conductor	preventivo	56.49	62.4	64.4	66.5	68.7	71.0
prev13	Reemplazo de empalme	preventivo	82.18	43.6	45.0	46.5	48.0	49.6
prev14	Reemplazo de soporte para entorchado	preventivo	47.81	33.7	34.8	35.9	37.1	38.3
prev15	Reemplazo de puentes	preventivo	194.64	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
prev16	Reemplazo de cubierta plástica	preventivo	28.50	8.2	8.5	8.7	9.0	9.3
prev17	Aplomado de poste	preventivo	96.03	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev18	Reemplazo de flauta secundaria	preventivo	83.77	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev19	Reemplazo de poste	preventivo	619.27	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ACOMETIDAS Y MEDIDORES		Año Tarifario						
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	1	2	3	4	5
corr1	Reparación de acometida	correctivo	0.04	15,896.2	16,367.0	16,851.6	17,350.6	17,864.5
corr2	Sustitución de medidores	correctivo	0.05	18,373.2	19,095.4	19,846.0	20,626.1	21,436.8
prev1	Verificación de medidor	preventivo	0.02	4,741.0	4,927.4	5,121.1	5,322.4	5,531.6

Handwritten mark resembling the number 13.

Handwritten signature.

Handwritten signature.

Handwritten signature.



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-154-2018

Guatemala, 27 de julio de 2018

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, en su artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación, los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final. Los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de dicha Ley, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que 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, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará 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 éstos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, vence el treinta y uno de julio del año dos mil dieciocho, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 98 estipula que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión, mismas que realizarán el Estudio del Valor Agregado de Distribución para someterlo a aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica; por su parte, el citado reglamento en el artículo 99 establece que una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en que aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 85 establece que los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, quien verificará su consistencia y procederá a su aprobación con la finalidad de incluirlos en la proyección de costos de inversión. Derivado de lo anterior, dentro del presente Pliego Tarifario se incluyeron los Programas a los que hace referencia dicho artículo; adicionalmente, se establecieron un conjunto de programas de inversión que por sus características, sus costos no fueron incluidos, motivo por el que los mismos podrán ser incluidos cuando sean efectivamente ejecutados por la distribuidora. En ese sentido, corresponde a la Comisión realizar las auditorías y supervisiones respectivas para garantizar que las inversiones ya reconocidas sean efectivamente realizadas por la distribuidora y de lo contrario, corresponderá hacer los ajustes pertinentes; de igual forma cuando la distribuidora ponga en operación los programas de inversión no reconocidos, dichas inversiones se incluirán en los ajustes a los cargos de distribución correspondientes de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-146-2018 de fecha veinticuatro de julio de dos mil dieciocho, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, por lo que, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijar y publicar las tarifas máximas definitivas que deberá aplicar Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2018-2023, basándose en los dictámenes técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Tarifas y Gerencia Jurídica respectivamente, que así lo recomiendan.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, para el período comprendido del uno de agosto de dos mil dieciocho, al treinta y uno de julio de dos mil veintitrés, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista
CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima
LGE: Ley General de Electricidad
NTDOD: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución
RAMM: Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad
Usuario, usuario, Consumidor o consumidor: Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

II. 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, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un periodo de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.
3. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
4. Dentro de su área de concesión, la Distribuidora está obligada a conectar a sus redes de distribución a todo interesado en consumir energía eléctrica que lo requiera, y que esté ubicado dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones (las que incluyen, entre otras: medidores, acometidas, transformadores, postes, conductores, retenidas, subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el usuario o interesado, a construir todas las instalaciones necesarias, correspondientes a redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos de protección y maniobra, acometida y medidor (incluyendo, entre otros costos: mano de obra, materiales, transporte), para poder conectarlo. Para tal efecto, la Distribuidora está obligada a obtener por su cuenta y costa los permisos ambientales correspondientes y las autorizaciones necesarias para poda y tala de árboles, entre otros.

El interesado que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que la distribuidora le suministre el Servicio de Distribución Final de energía eléctrica, siempre que estas instalaciones cumplan con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOD) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

5. El interesado tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros dentro del área obligatoria, o aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter de reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están reguladas en los artículos 48 de la Ley General de Electricidad; artículos del 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en la resolución CNEE-02-2009.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web todos los formularios, formatos y afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar gestiones de conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes, además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y afiches deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos requeridos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora por única vez, remitirá en un plazo de treinta (30) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos los documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones,

deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

7. Para nuevas conexiones, la distribuidora deberá poner a disposición en sus oficinas comerciales y en su página web, afiches informativos de los requisitos que deben cumplirse por los interesados o usuarios, así como todos los formularios necesarios. Toda solicitud que realice el usuario o interesado deberá ser debidamente registrada por la distribuidora e informarle al usuario el número de caso; la distribuidora informará al usuario de forma inmediata si su solicitud cumple con todos los requisitos. De no ser así deberá informar al usuario sobre las adecuaciones o requisitos que debe cumplir.

A continuación se presenta la información y requisitos que el usuario debe cumplir para solicitar un nuevo servicio:

- Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- Copia del Documento Único de Identificación -DUI-
- Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.
- Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- Pago de la Garantía.

Una vez presentada la solicitud, cumpliendo todos los requisitos establecidos, la Distribuidora deberá cumplir con los plazos de conexión de suministro de electricidad establecidos en el artículo 68 del RLGE.

8. Respecto a la Garantía de Pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría; la distribuidora podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa, promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

Con base a lo anterior, el monto que se reconocerá quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías, será el que la distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio, en el quinquenio anterior.

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador, para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

A partir del medidor, todas las instalaciones interiores del inmueble, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición será a cuenta de la distribuidora cuando los daños a estos equipos sean por causas debidas a: I. Al deterioro natural, II. Defectos de fabricación, III. Obsolescencia de los mismos, o IV. Cuando sea causada por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta; salvo cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son responsabilidad del usuario, será éste el responsable de la reposición. La Distribuidora tiene la obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

10. 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.

11. La Distribuidora, en el mismo período de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. Bajo ninguna circunstancia, la Distribuidora podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.

12. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de

Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de 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.

13. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada período de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.

14. 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 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.

15. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones 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 podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.

16. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión, corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos, que más convienen a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar su requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos y servicios del Mercado Mayorista, asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar la correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad.

18. Es obligación de la Distribuidora, hacer públicas las Condiciones Generales de prestación del servicio, aprobadas en la presente resolución, las mismas deberán incluirse entre la información a proveer a sus Usuarios, de acuerdo a lo establecido en el inciso h) del artículo 12 de las NTSD, adicionalmente, dichas condiciones, conjunta con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la tarifa social establecida en el presente Pliego Tarifario.

20. La Distribuidora dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine. La Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre la energía demandada mensualmente, y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

21. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:

- a. **Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora.
- b. **Cargo Único por Energía (CUE):** Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego.

22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación:

- a. **Baja Tensión Simple Social (BTSS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.

23. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios afectos a la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

En el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece: "Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión.". Derivado de ello se determinaron dos tipos de programas de inversión: i. Programas de inversión recurrentes y ii. Programas de inversión de desarrollo de nuevas tecnologías y proyectos específicos, los cuales se describen a continuación:

24. **Programas de Inversión Recurrentes.** El presente pliego tarifario incluye dentro de los cargos de distribución y comercialización aprobados, los programas de inversión recurrentes y de los cuales se tiene la información histórica necesaria para su proyección e inclusión en el Estudio Tarifario correspondiente. Por lo tanto, al ser reconocidas dentro de las tarifas, corresponde a la Comisión auditar y supervisar que las inversiones y actividades proyectadas sean ejecutadas; en caso las mismas no se realicen, se procederá a tomar las acciones correspondientes que se indican a continuación:

- a. Sedes u oficinas comerciales, y actividades asociadas mínimas: En el presente Pliego Tarifario se reconocieron catorce oficinas comerciales que le permitirán brindar al usuario una atención comercial de calidad y satisfactoria, ubicadas de la siguiente manera:

No.	Departamento	Ubicación o Nombre de la Agencia o Sede Comercial
1	Guatemala	Central
2	Guatemala	Megacentro
3	Guatemala	Metro Norte
4	Guatemala	Unicentro
5	Guatemala	Plaza Florida
6	Guatemala	Pacific Center
7	Guatemala	Villa Nueva
8	Guatemala	Amatitlán
9	Guatemala	Cayalá
10	Guatemala	Condado Concepción
11	Guatemala	Express Centra Norte
12	Escuintla	Puerto San José
13	Escuintla	Escuintla
14	Sacatepéquez	Antigua

Por lo que la Distribuidora tiene la obligación de mantener dichas oficinas comerciales así como los servicios proyectados y reconocidos. Anualmente la Comisión evaluará y auditará la existencia y prestación del servicio de dichas inversiones reconocidas. El incumplimiento en mantener las inversiones en instalaciones y servicios comerciales reconocidos en el presente pliego tarifario, será descontado en el renglón Costos de los Programas de Inversión (CPI) asignable a Cargos Fijos.

- b. **Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales:** comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente se supervisará y auditará la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento, así como de las inversiones, costos de capital y operación reconocidos que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se procederá a realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.

- c. **Medidores totalizadores:** comprenden los costos para la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de distribución, por medio de comparación de la medición totalizadora de centros de transformación que alimentan la red de distribución BT versus la sumatoria de los consumos de los medidores de los usuarios asociados a dicho centro de transformación. Además, la información se utiliza para la obtención de parámetros de calidad de potencia, optimización de carga

de los centros de transformación, detectando aquellos sobrecargados o sub-dimensionados. La cantidad reconocida en su respectivo estudio es de un mil trescientos (1,300) medidores totalizadores, de los cuales deberán enviar mensualmente a la Comisión, la información recabada de todos los parámetros registrados por este tipo de medidores. En caso se determine que la Distribuidora no envía las mediciones obtenidas del total de medidores reconocidos, esta Comisión procederá a realizar un descuento en el ajuste correspondiente de los Costos de los Programas de Inversión (CPI) establecido en las fórmulas de ajuste semestral. Para fines de valorización, el Costo Unitario del Valor Nuevo de Reemplazo reconocido de estos medidores, a moneda del 30 de diciembre de 2016, es de un mil ciento treinta y dos dólares con veintidós centavos (USD 1,132.21).

En cumplimiento a los programas de inversión y sus costos incluidos en el presente Pliego Tarifario, la Distribuidora deberá informar a la Comisión conforme a lo dispuesto en la Resolución CNEE-50-2011 sobre las actividades realmente ejecutadas semestralmente. En caso la distribuidora no informe o no cumpla con la totalidad de las actividades reconocidas y, por consiguiente, con su correspondiente Monto de Inversiones Reconocidas (MINR), se procederá a realizar las reducciones correspondientes en las fórmulas de los ajustes semestrales de los cargos por distribución (CDMT, CDBT) y cargos por consumidor (CF), según corresponda, asimismo facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

25. **Programas de Inversión de Desarrollo de Nuevas Tecnologías y Programas Específicos.** Derivado que se establecieron programas de inversión y desarrollo de nuevas tecnologías, así como programas específicos relacionados a mejoras en el control y calidad en la prestación del servicio de distribución, y de seguridad y atención al usuario, que no son recurrentes en su ejecución y por consiguiente no se cuenta con la información histórica correspondiente para su adecuada proyección y determinación de costos; se determinó que los mismos no fueran incluidos en el estudio tarifario correspondiente y en consecuencia sus costos de capital y operación, no están siendo considerados en los cargos de distribución aprobados en el presente pliego tarifario, para evitar sobre estimaciones de costos que impacten en las tarifas a pagar por los usuarios.

En este sentido los costos que se reconocerán para la ejecución de estos programas de inversión, corresponderán a costos eficientes resultantes de ejecución y operación de dichos programas de inversión, bajo la debida auditoría y supervisión. Así, estos costos de capital y operación eficientes podrán ser trasladados a tarifa, cuando:

- i. Los proyectos hayan sido terminados y estén en operación.
- ii. La Distribuidora haya cumplido con la totalidad de los requisitos que determine en su oportunidad la CNEE.

Dichos costos serán incluidos en los ajustes semestrales de los cargos por distribución (CDMT, CDBT) y cargos por consumidor (CF), según corresponda.

Los programas de inversión, cuya ejecución se aprueba dentro del período de vigencia del presente pliego tarifario, son:

- i. **Implementación de Medición Inteligente y tarifa prepago:** En términos generales este proyecto implica: i. el cambio e instalación de medidores inteligentes a clientes que hoy día cuentan con medición con demanda en media y baja tensión y a usuarios cualificados del grupo tarifario a) de la Tarifa No Social; ii. puesta en operación de tarifas prepago, por lo que la Distribuidora deberá implementar los sistemas comerciales e instalaciones necesarias que permitan que el cliente pague con anticipación la cantidad de energía que consumirá.
- ii. **Adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas:** Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con las servidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- iii. **Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo:** Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs.
- iv. **Programas de Electrificación Rural:** Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora, incluyendo sistemas de Micro Red eléctrica que permita el uso de fuentes de generación de origen renovable promoviendo de esta manera la sostenibilidad mediante el uso eficiente de la energía, reduciendo costos e incrementando la calidad y confiabilidad del sistema.
- v. **Programas de Mejora de Atención al Cliente:** Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIIAU-. La distribuidora en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIIAU-, este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites. Corresponderá a la Distribuidora, realizar las gestiones e inversiones necesarias para integrar al SIIAU: i) Los sistemas de control, gestión de solicitudes y atención al cliente; ii) el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario establecido en las NTSD; iii) los reclamos y quejas realizadas en los Libros de Quejas de la CNEE, de forma diaria; iv) los reclamos o quejas realizadas por vía telefónica (Call Center), de forma verbal o escrita, correo electrónico u otros medios digitales de información; y v) las demás modalidades de presentación de quejas, tal como lo establece la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD. Este sistema deberá contar con la capacidad para que el usuario pueda realizar las gestiones antes indicadas y consultar su estado en la página WEB, aplicaciones móviles de la distribuidora o vía telefónica, para garantizar que los casos se resuelvan de manera eficaz y eficiente, por lo que dicho sistema

deberá actualizar en tiempo real, el avance y actuaciones que se realicen a cada uno de los casos que se generen.

La Distribuidora tendrá la obligación de registrar en este sistema y generar un número de caso, el que informará al usuario, cuando este realice cualquier tipo de gestión o solicitud, reclamos o quejas. El número de caso generado servirá al Usuario para poder consultar en cualquier momento el estado de su gestión.

La CNEE tendrá acceso al seguimiento de todas las gestiones y casos de dicho sistema, por lo que la distribuidora deberá permitir el acceso sin restricción alguna bajo una plataforma WEB que interactúe con las Bases de Datos de dicho sistema, remitiendo los manuales o codificaciones necesarias para que la CNEE pueda integrar dichas Bases de Datos a sus sistemas informáticos de control y supervisión, para lograr el análisis en tiempo real de los indicadores de desempeño de la calidad comercial. Adicionalmente la Comisión podrá ingresar reclamos y quejas a este sistema presentadas por los usuarios a personal de esta Comisión, por lo que la distribuidora deberá habilitar terminales o computadoras, que pondrá a disposición de esta Comisión, así como tabletas o terminales móviles con su respectivo sistema de comunicación que se le requieran. Para dar cumplimiento a lo indicado, la Distribuidora, deberá enviar la Base de Datos completa a la CNEE, desarrollar el software de programación y aplicación para el procesamiento de las Bases de Datos, así como los accesos y medios de comunicación necesarios, para que dicha base pueda ser actualizada en periodos no mayores a sesenta (60) minutos.

La segunda área de este programa comprende la implementación de nuevas instalaciones u oficinas comerciales para atención al usuario, de acuerdo a las necesidades, y requerimientos específicos de atención a los usuarios; así como en los puntos en los que no se cuenta con centros de atención al usuario, de manera de facilitar el acceso a la atención de los usuarios por parte de la Distribuidora.

El incumplimiento de la implementación de dicho sistema en el plazo antes mencionado, facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

vi. Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-. En un plazo no mayor a dieciocho (18) meses, la Distribuidora deberá implementar el Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-. El cual tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión, en los circuitos de salida de cada subestación, el cual será complementado en Baja Tensión por medio de las campañas de medición. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

Para este fin deberá instalarse como mínimo un punto de medición por cada circuito de Media Tensión, siendo este instalado en la cabecera de la línea de Media Tensión cuando no se tenga instalado un equipo que permita obtener la información requerida; así como, en cada dispositivo de maniobra y operación remota que seccione la red de distribución, con el objeto de medir los parámetros del circuito aguas abajo del mismo, según consideraciones y puntos que defina la CNEE.

Los medidores que se instalen deberán tener la capacidad de medir: i) voltajes, corrientes, y sus desbalances ii) voltajes y corrientes de secuencias cero, positiva, y negativa, iii) armónicos y Flicker en tensión y corriente, iv) mediciones de flujo de potencia y energía aparente, activa y reactiva, v) mantener un registro de los flujos horarios, como mínimo de los últimos seis (6) meses, vi) realizar las mediciones respecto de las variaciones rápidas de tensión, vii) monitoreo de la frecuencia y del factor de potencia, viii) además de permitir la supervisión de la continuidad del suministro (interrupciones del suministro y micro cortes).

Este sistema debe permitir a la CNEE el acceso vía remota y en tiempo real a equipos de medición instalados en diferentes puntos de la red de la Distribuidora, contando para el efecto con el equipo informático y software especializado para la interrogación, transferencia, almacenamiento y análisis de datos, los cuales servirán para la verificación del cumplimiento de los indicadores de calidad establecidos en las normas técnicas correspondientes.

El incumplimiento de la implementación de dicho sistema en el plazo antes mencionado, facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

Oportunamente la Comisión remitirá las especificaciones y alcances que deberá cumplir la propuesta de la Distribuidora referente a estos Programas; posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

26. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Comisión podrá contratar la auditoría y supervisión correspondiente a costa de la Distribuidora; la contratación se realizará en base a los Términos y requerimientos que se establezcan, los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) podrán ser incluidos dentro de los ajustes semestrales correspondientes. Asimismo, la Comisión establecerá los plazos y formatos de entrega de información, sobre la ejecución de dichos programas. El pago de las auditorías y supervisiones por parte de la Distribuidora, se realizará en un plazo máximo de quince días, luego que la Comisión informe de la aceptación de los informes del supervisor y apruebe emitir la factura correspondiente.

27. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión.** Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión de Desarrollo de Nuevas Tecnologías y Programas Específicos anteriormente indicados, la Distribuidora antes del 31 de octubre de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocido por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y puestas en operación de los Programas de Inversión. El informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia emitidos del Estudio del Valor Agregado de Distribución (Resolución CNEE-176-2017, y CNEE-266-2017), la metodología de cálculo de dichas anualidades será la que se establezca en dichos Términos de Referencia, asimismo los informes deberán ser presentados con todas las formalidades

establecidas en dichos términos. La CNEE revisará este informe, y de considerarse procedente, incluirá el monto solicitado en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

Finalizado el Período Tarifario, aprobado en la presente Resolución, estos Programas de Inversión deberán ser incorporados al Valor Nuevo de Reemplazo y a la proyección de costos de inversión que se incluirán en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados para el establecimiento de las tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

28. 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, período del 1 mayo de 2018 al 30 de abril del 2019, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	54.669693	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.750537	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	64.044418	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	28.324555	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

30. Los Cargos Base por Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTO	9.316244	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión
CFBTS	8.460255	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.056319	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.019201	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTTS	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.068118	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTTS	1.024192	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.638285	465.948260	1.000000	1.000000

33. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTSS}	22.243678%	55.829269%	21.927054%

34. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoTS	0.941214	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.952141	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.954327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

35. BTSS - BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTS} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Único por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSS} = PEST_{TS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPoTS \cdot FPPBTTS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + ATTS$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 1 y 5 de la fórmula anterior

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de la fórmula anterior

36. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

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

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_0}$$

Dónde:

CACYR_{BTSS_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTSS_0}	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_0}	169.43	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

Cuando solo exista la acción de corte del Servicio de Distribución Final de electricidad, corresponderá aplicar únicamente el cincuenta por ciento (50%) del valor indicado.

FÓRMULAS DE AJUSTE

37. Ajuste Trimestral:

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

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

Dónde:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Dónde:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los 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 el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Dónde:

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+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PPF_{i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

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

Dónde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el

	subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Dónde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) Cargo por operación del Ente Operador Regional (EOR), iii) Cargo por operación de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), iv) Costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Para la inclusión de cada uno de los costos indicados, la Distribuidora deberá entregar el detalle e integración de los pagos realizados y el detalle y especificaciones de los cuales resultan dichos cargos; asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado las gestiones pertinentes para que dichos costos resulten en costos eficientes, para que la Comisión los pueda trasladar a tarifas. La Comisión con base en el artículo 83 del RLGE, no trasladará a las tarifas aquellos costos que considere excesivos o que no correspondan al ejercicio de la actividad.

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
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

38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

$$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$$

Dónde:

APENR^{TS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPRE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}_n = CCER_n^{TS} \cdot PRE_n$$

Dónde:

MPRE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCER^{TS}_n	Costos de Compra de Energía Reales de la categoría tarifaria de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

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

Dónde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales 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, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del

	Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
$EF_{i,i+1}$	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).
$ntarTOT$	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
$PTE'_{i,i+1}$	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 $PTE_{i,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE'_{i+1} \cdot PE_i)$$

Dónde:

$MPAE^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	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+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+1} radica en que para PTE'_{i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como ($PTE_{i+1} - 1$)
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 contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

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

39. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Dónde:

$APPNR^{TS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPRP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPAP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Dónde:

$MPRP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$CCPR^{TS}_n$	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 contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETOT} (EF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1})}{CPD_n} \right)$$

Dónde:

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 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 (BDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{i,i+1}$	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)
$PTP'_{i,i+1}$	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 Sociales). La diferencia con $PTP_{i,i+1}$ radica en que para $PTP'_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
$ntarETOT$	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
$EF_{i,i+1}$	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).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTP'_{i+1} \cdot PP_i)$$

Dónde:

$MPAP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP'_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP_{i+1} radica en que para PTP'_{i+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ($PTP_{i+1} - 1$)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real 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 $APPNR^{TS}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

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

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

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

$$FACD_{BT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIBT_p - \sum_n MINRBT}{CDBT \cdot D_{max,baseBT} \cdot 12} \right) \cdot \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 61.084016%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.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 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 38.915984%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
$CPIBT_p$	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
$MINRBT$	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
$CDBT$	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
$D_{max,baseBT}$	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 614,446.97 kW.

$$FACD_{MT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPI_{p} - \sum_{n=1}^{n=x} MINRMT}{CDMT * D_{max,baseMT} * 12} \right) * \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_{m=1}^{m=x} D_{max,m,MT}} + \frac{CAS}{CD_{0,MT} \sum_{m=1}^{m=x} D_{max,m,MT}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 48.86541%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 51.213459%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CD,N}	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,m,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.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPI_{MT}	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
MINRMT	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
D_{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 865,878.80 kW.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 32.50%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 14.30%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 20.80%
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 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 13.80%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la

	fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 18.60%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

Costos de Programas de Inversión (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios y descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 7.2.2. de la Resolución CNEE-176-2017 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario (fecha de incorporación al ajuste semestral, hasta el 31 de julio del año 2023).

Ajuste por Monto de Inversiones No Realizadas de Operación y Mantenimiento (MINR):

$$\sum MINR$$

Es la diferencia monetaria entre la cantidad de actividades e inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego, y las actividades e inversiones efectivamente realizadas para el mismo año, mismas que serán fiscalizadas y auditadas por la CNEE; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente. Donde:

a. Años tarifarios a ser fiscalizados y auditados

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de agosto de 2018	31 de julio de 2019
2	1 de agosto de 2019	31 de julio de 2020
3	1 de agosto de 2020	31 de julio de 2021
4	1 de agosto de 2021	31 de julio de 2022
5	1 de agosto de 2022	31 de julio de 2023

b. El MINR para Baja Tensión (MINRBT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

En caso MIRBTn sea mayor que MIRECBTn, el MINRBT será igual a 0.

Donde:

$$MIRECBT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FRA_{i,n} * CURA_i$$

$$MIRBT_n = \sum_{i=1}^{i=j} FERA_{i,n} * CURA_i$$

MIRECBT_n: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

MIRBT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

FRA_{i,n}: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Baja Tensión en el año tarifario "n"

FERA_{i,n}: Frecuencia Efectivamente Realizadas de la Actividad "i" de Baja Tensión en el año tarifario "n"

CURAI: Costo Unitario Reconocido de la Actividad de Baja Tensión "i"

c. El MINR para Media Tensión (MINRMT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$

En caso MIRMTn sea mayor que MIRECMTn, el MINRMT será igual a 0.

Donde:

$$MIRECMT_n = \sum_{i=1}^{i=n} FRA_{i,n} * CURA_i$$

$$MIRMT_n = \sum_{i=1}^{i=n} FERA_{i,n} * CURA_i$$

MIRECMT_n: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"

MIRMT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Media Tensión para el año tarifario "n"

FRA_{i,n}: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"

FERA_{i,n}: Frecuencia Efectivamente Realizada de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"

CURAI: Costo Unitario Reconocido de la Actividad de Media Tensión "i"

Las actividades y frecuencias reconocidas de operación y mantenimiento, por tipo de activo, para baja y media tensión, incluidas en las tarifas aprobadas en la presente Resolución, se indican en el Anexo de la presente resolución. Los costos unitarios indicados en dicho Anexo están a moneda del 30 de diciembre del 2016.

El MINR de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los ajustes semestrales del próximo quinquenio.

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

$$FACF_{BT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPI_{BT,p}}{CFBT_0 * UsuBT * 12} \right) * \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 20.322449%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 79.677551%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CPI_{BT,p}	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Baja Tensión.
CFBT₀	Cargo Fijo Base en Baja Tensión
UsuBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Baja Tensión, igual a un millón trescientos setenta y cuatro mil doscientos treinta y cinco (1,374,235).

$$FACF_{MT} = \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPI_{MT,p}}{CF_{0,MT} * UsuMT * 12} \right) * \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

FACF_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD_{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 20.322449%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
PIPC_{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 79.677551%
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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CPI_{MT,p}	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Media Tensión.
CFMT₀	Cargo Fijo Base en Media Tensión
UsuMT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Media Tensión, igual a seiscientos (600).

Costos de Programas de Inversión (CPI) asignables a los Cargos Fijos:

$$\sum_{p=1}^{p=x} CPI_p$$

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios y descuentos anuales correspondientes a los Programas de Inversión aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Fijo en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre del 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 7.2.1. de la Resolución CNEE-176-2017 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

42. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el 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
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

43. 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:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

PEST_t	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTD, MTDFF, MTHD, BTDA, MTDA
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 30 DE JUNIO DE 2018

44. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto - Octubre 2018:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de agosto al 31 de octubre de 2018, es de:

	Valor	Unidades	Definición
ATTS_n	-0.058702	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

45. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2018:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 30 de junio de 2018, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD_{BT}	1.022724	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2018
FACD_{MT}	1.093445	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2018
FACF_{BT}	1.050546	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 30 de junio de 2018
FACACYR_m	1.064417	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2018

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de agosto de 2018 al 31 de enero de 2019.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE AGOSTO AL 31 DE OCTUBRE DE 2018

46. Tarifas para el período del 1 de agosto al 31 de octubre de 2018:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	8.887887	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía	1.082493	Q / kWh

47. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de agosto al 31 de octubre de 2018, por la Distribuidora es de:

prev2	Poda, desrame y tala de árboles con camión	preventivo	24.23	3,133.0	3,191.7	3,251.9	3,313.7	3,377.0
prev3	Inventariado y georeferenciación de red	preventivo	14.60	4,306.2	4,386.9	4,469.6	4,554.5	4,641.6
prev4	Inspección termográfica	preventivo	35.24	1,984.7	2,021.9	2,060.0	2,099.2	2,139.3
prev5	Reemplazo de soporte y/o aislador	preventivo	105.44	1,583.0	1,612.6	1,643.1	1,674.3	1,706.3
prev6	Revisión de estribo	preventivo	68.89	1,515.0	1,543.4	1,572.5	1,602.4	1,633.0
prev7	Reemplazo de cadena de de aisladores de suspensión o remate	preventivo	164.68	1,122.9	1,144.0	1,165.6	1,187.7	1,210.4
prev8	Reemplazo de poste	preventivo	692.84	726.7	740.3	754.3	768.6	783.3
prev9	Reemplazo de conductor	preventivo	420.51	552.6	563.0	573.6	584.5	595.7
prev10	Reemplazo de aislador	preventivo	106.85	733.3	747.0	761.1	775.5	790.4
prev12	Supervisión técnica	preventivo	56.52	364.3	371.1	378.1	385.3	392.7
prev13	Reemplazo de cable dañado	preventivo	340.18	258.1	262.9	267.9	273.0	278.2
prev14	Reemplazo de crucero doble	preventivo	395.73	254.1	258.9	263.7	268.7	273.9
prev15	Mantenimiento de red	preventivo	129.39	211.7	215.6	219.7	223.9	228.2
prev16	Reemplazo de empalme	preventivo	125.80	207.7	211.6	215.6	219.7	223.9
prev17	Reparación de retenida	preventivo	73.82	195.4	199.0	202.8	206.6	210.6
prev18	Instalación de ancla	preventivo	151.81	164.4	167.5	170.7	173.9	177.2
prev19	Instalación de puesta a tierra	preventivo	105.15	155.0	157.9	160.8	163.9	167.0
prev20	Reemplazo de estribo	preventivo	124.83	145.8	148.5	151.3	154.2	157.2
prev21	Reemplazo de puente en fly tap	preventivo	216.21	74.2	75.6	77.0	78.5	80.0
prev22	Reemplazo de extensión primaria	preventivo	117.42	68.7	70.0	71.3	72.7	74.1
prev23	Reemplazo de herrajes	preventivo	72.41	61.9	63.0	64.2	65.5	66.7
prev24	Instalación de cadena de de aisladores de suspensión o remate	preventivo	170.09	50.3	51.3	52.2	53.2	54.2
prev25	Reemplazo de cable de tierra	preventivo	2,821.84	48.7	49.7	50.6	51.6	52.5
prev26	Aplomado de poste	preventivo	117.54	36.2	36.9	37.6	38.3	39.0
prev29	Reemplazo de puente en cruceros	preventivo	202.64	26.8	27.3	27.8	28.3	28.9
prev30	Limpieza de fosa de servicios auxiliares	preventivo	74.71	19.4	19.7	20.1	20.5	20.9
prev31	Tensado de conductor	preventivo	126.32	18.1	18.5	18.8	19.2	19.5
prev32	Reemplazo de extensión de red	preventivo	102.77	17.1	17.4	17.7	18.0	18.4
prev33	Reemplazo de bayonetas	preventivo	265.17	13.9	14.2	14.4	14.7	15.0
prev34	Instalación de candado de gabinete	preventivo	45.91	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8
prev35	Reemplazo de terminación exterior	preventivo	254.26	10.7	10.9	11.1	11.3	11.6
prev36	Instalación de cable	preventivo	106.17	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0
prev37	Reemplazo de brace	preventivo	101.98	8.9	9.1	9.2	9.4	9.6
prev38	Modificación de puesta a tierra	preventivo	57.60	7.3	7.5	7.6	7.7	7.9
prev39	Limpieza de apoyo	preventivo	165.34	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2
prev40	Reemplazo de hotline	preventivo	139.09	5.7	5.8	6.0	6.1	6.2
prev41	Reemplazo de puente a interruptor fusible y descargador	preventivo	101.58	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6
prev42	Reemplazo de puente	preventivo	166.43	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1
prev43	Retiro de objeto en la red	preventivo	93.31	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1
prev44	Reemplazo de terminación	preventivo	216.64	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5
prev45	Reemplazo de codo subterráneo	preventivo	343.83	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2
prev46	Reemplazo de empalme subterráneo	preventivo	267.98	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
prev47	Reemplazo de terminación interior	preventivo	246.01	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8
prev48	Nivelación de curcero	preventivo	95.88	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3

EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA			Año Tarifario	1	2	3	4	5
Código	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
op1	Operación de seccionador	operación	36.22	795.6	811.0	826.7	842.9	859.5
op2	Operación de equipo de maniobra	operación	86.55	550.1	560.8	571.6	582.9	594.4
op3	Accionamiento de interruptor termomagnético	operación	40.14	1,400.4	1,427.5	1,455.2	1,483.8	1,513.0
op4	Coordinación de protección	operación	216.37	248.1	252.9	257.8	262.9	268.1
op5	Revisión de protección	operación	44.05	127.4	129.9	132.4	135.0	137.7
corr1	Evaluación punto de protección	correctivo	51.89	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr2	Reemplazo de descargador de sobretensión	correctivo	171.04	620.9	632.9	645.2	657.9	670.8

corr5	Prueba de aislamiento	correctivo	77.70	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr6	Prueba de contactos de interruptor	correctivo	77.70	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr7	Prueba del sistema de control	correctivo	21.73	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr8	Reemplazo de seccionador	correctivo	1,304.13	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr9	Reemplazo de seccionador automatizado	correctivo	5,731.39	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr10	Refuerzo de gabinete de control	correctivo	246.78	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
corr11	Reemplazo de fusible	correctivo	55.29	3,833.0	3,907.2	3,982.9	4,061.3	4,141.2
corr12	Reemplazo de interruptor fusible	correctivo	219.06	691.6	705.0	718.6	732.8	747.2
corr14	Restauración de seccionador	correctivo	40.14	138.5	141.1	143.9	146.7	149.6
corr15	Reemplazo de cuchilla en seccionador	correctivo	662.99	90.9	92.7	94.5	96.4	98.2
corr16	Reemplazo de conexiones	correctivo	65.18	76.9	78.4	79.9	81.5	83.1
corr17	Reemplazo de puente y cuchilla de seccionador	correctivo	298.28	48.1	49.1	50.0	51.0	52.0
corr18	Reemplazo de puentes	correctivo	268.37	44.7	45.6	46.5	47.4	48.3
corr19	Reemplazo de banco de capacitores	correctivo	5,979.42	41.9	42.7	43.5	44.4	45.3
corr20	Reemplazo de batería de sistema de control	correctivo	143.99	41.9	42.7	43.5	44.4	45.2
corr21	Reemplazo de bombilla de señalización en taller	correctivo	22.19	37.7	38.4	39.2	39.9	40.7
corr22	Reemplazo de interruptor en taller	correctivo	22.19	34.2	34.9	35.5	36.2	36.9
corr23	Ensamble de gabinete sistema de control	correctivo	487.83	27.0	27.5	28.0	28.6	29.1
corr24	Puesta en servicio de equipos del sistema de control	correctivo	63.63	23.6	24.0	24.5	25.0	25.5
corr26	Reemplazo de reconectador	correctivo	14,060.09	17.3	17.7	18.0	18.4	18.7
corr27	Medición de cobertura de radio para control	correctivo	63.63	12.0	12.3	12.5	12.7	13.0
corr28	Modificación del sistema de control	correctivo	123.67	8.0	8.2	8.3	8.5	8.7
corr29	Refuerzo de gabinete de control	correctivo	246.78	7.7	7.9	8.0	8.2	8.3
corr30	Reemplazo de aceite en reconectador	correctivo	408.36	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1
corr31	Retiro de equipos del sistema de control	correctivo	39.02	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7
corr32	Reemplazo de cámara de interrupción	correctivo	706.20	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1
corr33	Evaluación punto de automatización	correctivo	51.89	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
corr34	Reemplazo de batería de sistema de comunicaciones	correctivo	116.91	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr35	Reemplazo de terminal	correctivo	106.96	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr36	Reemplazo de PT	correctivo	748.48	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5
corr37	Reemplazo de paleta 500	correctivo	135.36	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4
corr38	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	correctivo	3,890.86	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
corr39	Reemplazo de equipo de comunicaciones	correctivo	282.26	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr40	Reemplazo de supresor de voltaje	correctivo	70.90	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr41	Reemplazo de batería de sistemas de control y protecciones	correctivo	172.53	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr42	Reemplazo de puente en sistema de comunicaciones	correctivo	256.32	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr43	Reemplazo de puente en sistema de control	correctivo	584.47	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr44	Reemplazo de seccionador automatizado	correctivo	5,731.39	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr45	Refuerzo de gabinete de control de reconectador	correctivo	246.78	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr46	Reemplazo de seccionador	correctivo	1,304.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev2	Instalación de registrador	preventivo	47.97	1,383.0	1,409.7	1,437.1	1,465.3	1,494.2
prev3	Pruebas básicas de equipos	preventivo	22.19	753.0	767.5	782.4	797.8	813.5
prev4	Evaluación punto de protección	preventivo	51.89	723.1	737.1	751.3	766.1	781.2
prev5	Mantenimiento del sistema de control	preventivo	54.35	330.7	337.1	343.6	350.3	357.2
prev6	Prueba de baterías del sistema de control	preventivo	21.73	283.5	289.0	294.6	300.4	306.3
prev8	Instalación de loggers de sistema de control	preventivo	256.32	160.6	163.7	166.9	170.2	173.5
prev10	Mantenimiento de baterías del sistema de control	preventivo	22.16	78.4	79.9	81.5	83.1	84.7
prev11	Mantenimiento de seccionador automatizado	preventivo	104.63	74.1	75.5	77.0	78.5	80.0
prev13	Revisión de reconectador	preventivo	44.05	45.7	46.6	47.5	48.4	49.4
prev14	Prueba de contactos de interruptor	preventivo	77.70	44.1	45.0	45.8	46.7	47.7
prev15	Prueba de aislamiento	preventivo	77.70	39.2	40.0	40.7	41.5	42.4
prev16	Restauración de reconectador	preventivo	40.14	35.5	36.2	36.9	37.6	38.3
prev17	Mantenimiento de equipo de maniobra	preventivo	104.63	34.5	35.2	35.8	36.5	37.3
prev18	Mantenimiento de interruptor	preventivo	81.39	20.3	20.6	21.0	21.5	21.9
prev19	Actualización del SCADA	preventivo	23.24	18.1	18.5	18.9	19.2	19.6
prev20	Mantenimiento de baterías del sistema de comunicaciones	preventivo	22.16	15.1	15.4	15.7	16.0	16.4

prev21	Prueba de baterías de reconectador	preventivo	21.73	14.2	14.5	14.8	15.1	15.4
prev22	Prueba del sistema de control	preventivo	21.73	13.3	13.6	13.9	14.1	14.4
prev23	Prueba de control de reconectador	preventivo	104.63	12.4	12.7	12.9	13.2	13.4
prev24	Prueba del sistema de comunicaciones	preventivo	41.62	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev25	Toma de datos de curva del sistema de control	preventivo	28.65	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev26	Prueba de aislamiento reconectador	preventivo	77.70	5.9	6.0	6.1	6.3	6.4
prev27	Limpieza de cuchilla de seccionador	preventivo	104.63	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8
prev28	Reconfiguración del sistema de control	preventivo	28.65	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7
prev29	Cambio de fase de CT	preventivo	135.95	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2
prev30	Instalación de reconectador	preventivo	9,936.72	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
prev31	Mantenimiento equipo de maniobra	preventivo	81.39	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1
prev44	Traslado de cuchillas	preventivo	903.78	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev45	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	preventivo	597.44	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			Año Tarifario	1	2	3	4	5
Código	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
corr1	Reemplazo de transformador	correctivo	1,791.79	2,318.8	2,400.9	2,487.0	2,577.2	2,671.8
corr2	Revisión de centro de transformación	correctivo	28.52	2,112.4	2,187.3	2,265.7	2,347.9	2,434.0
corr3	Reemplazo de bushing	correctivo	294.61	707.3	732.4	758.6	786.1	815.0
corr4	Reemplazo de tap de transformador	correctivo	84.07	12.5	12.9	13.4	13.8	14.3
prev1	Cambio de fase de cargas para balancear transformador	preventivo	38.03	2,525.7	2,615.2	2,709.0	2,807.2	2,910.2
prev2	Retiro/Instalación de transfo para mant. en taller	preventivo	126.45	681.8	706.0	731.3	757.8	785.6
prev3	Inventariado de transformadores	preventivo	14.04	808.7	837.3	867.4	898.8	931.8
prev4	Mantenimiento de subestaciones	preventivo	148.04	1,095.0	1,133.9	1,174.5	1,217.1	1,261.8
prev5	Pintura, numeración y registro de equipos	preventivo	14.04	4,505.9	4,665.6	4,832.9	5,008.1	5,191.9
prev6	Reemplazo de aceite en taller	preventivo	165.90	589.3	610.2	632.1	655.0	679.0
prev7	Reemplazo de bushing en taller	preventivo	300.65	40.3	41.7	43.2	44.8	46.5
prev8	Reemplazo de cuba en taller	preventivo	119.74	23.1	23.9	24.8	25.7	26.6
prev9	Reemplazo de empaques en taller	preventivo	34.82	20.2	20.9	21.6	22.4	23.2
prev13	Retiro de transformador	preventivo	119.74	1,722.9	1,784.0	1,848.0	1,914.9	1,985.2
prev14	Secado de bobina	preventivo	158.52	1.8	1.8	1.9	2.0	2.0

RED DE BAJA TENSIÓN			Año Tarifario	1	2	3	4	5
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
op1	Apertura o cierre de puentes para maniobra	operación	46.09	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5
op2	Consignación de red	operación	48.82	4,920.6	5,079.6	5,245.6	5,419.1	5,600.4
corr1	Reparación de línea aérea	correctivo	41.05	2,844.7	2,936.7	3,032.6	3,132.9	3,237.7
corr2	Reemplazo de aislador	correctivo	54.01	2,534.7	2,616.6	2,702.2	2,791.5	2,884.9
corr3	Reemplazo de conductor	correctivo	383.86	1,229.2	1,268.9	1,310.3	1,353.7	1,399.0
corr4	Reemplazo de empalme	correctivo	82.18	586.2	605.2	625.0	645.6	667.2
corr5	Reemplazo de puente	correctivo	122.72	524.6	541.6	559.3	577.8	597.1
corr6	Aplomado de poste	correctivo	96.03	134.5	138.8	143.4	148.1	153.1
corr7	Reemplazo de puentes	correctivo	194.64	57.0	58.8	60.7	62.7	64.8
corr8	Reemplazo de crucero sencillo	correctivo	253.10	46.3	47.8	49.4	51.0	52.7
corr9	Reemplazo de conector	correctivo	39.14	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
corr10	Reemplazo de poste	correctivo	619.27	5.5	5.6	5.8	6.0	6.2
prev1	Actualización del SIGRE	preventivo	11.85	29,198.1	30,141.6	31,126.7	32,155.8	33,231.9
prev2	Poda, desrame y tala de árboles con pick up	preventivo	59.91	15,164.6	15,654.7	16,166.3	16,700.8	17,259.6
prev3	Medición para optimización de cargas	preventivo	41.22	4,306.1	4,445.2	4,590.5	4,742.3	4,901.0
prev4	Conexión y desconexión de servicio	preventivo	68.30	1,942.5	2,005.3	2,070.8	2,139.3	2,210.9
prev5	Inspección termográfica	preventivo	28.53	1,608.7	1,660.6	1,714.9	1,771.6	1,830.9
prev6	Reemplazo de soporte secundario	preventivo	57.35	677.1	699.0	721.9	745.7	770.7
prev7	Reemplazo de crucero sencillo	preventivo	253.10	594.7	613.9	634.0	654.9	676.9
prev8	Reemplazo de conductor	preventivo	383.86	274.2	283.1	292.4	302.0	312.1
prev9	Reemplazo de conector	preventivo	39.14	112.6	116.2	120.0	124.0	128.1
prev10	Medición de Líneas	preventivo	19.51	84.6	87.4	90.2	93.2	96.3
prev11	Supervisión técnica	preventivo	45.01	64.3	66.4	68.6	70.8	73.2
prev12	Nivelación de conductor	preventivo	56.49	62.4	64.4	66.5	68.7	71.0

prev13	Reemplazo de empalme	preventivo	82.18	43.6	45.0	46.5	48.0	49.6
prev14	Reemplazo de soporte para entorchado	preventivo	47.81	33.7	34.8	35.9	37.1	38.3
prev15	Reemplazo de puentes	preventivo	194.64	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
prev16	Reemplazo de cubierta plástica	preventivo	28.50	8.2	8.5	8.7	9.0	9.3
prev17	Aplomado de poste	preventivo	96.03	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev18	Reemplazo de flauta secundaria	preventivo	83.77	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev19	Reemplazo de poste	preventivo	619.27	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0

ACOMETIDAS Y MEDIDORES			Año Tarifario	1	2	3	4	5
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
corr1	Reparación de acometida	correctivo	0.04	15,896.2	16,367.0	16,851.6	17,350.6	17,864.5
corr2	Sustitución de medidores	correctivo	0.05	18,373.2	19,095.4	19,846.0	20,626.1	21,436.8
prev1	Verificación de medidor	preventivo	0.02	4,741.0	4,927.4	5,121.1	5,322.4	5,531.6

(150480-2)-31-julio



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-155-2018

Guatemala, 27 de julio de 2018

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, en su artículo 4, le asigna a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (en adelante la Comisión o CNEE), entre otras funciones, las de: cumplir y hacer cumplir dicha Ley sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia; definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 96, en lo relacionado a la medición y facturación que realizan las distribuidoras, entre otras consideraciones, establece lo siguiente: "Mensual o bimensualmente, el Distribuidor realizará la medición de todos los parámetros requeridos para la facturación de todos sus usuarios y aplicará las estructuras tarifarias que correspondan para obtener el monto de facturación por servicios de electricidad... El Distribuidor, en función a sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación de la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores al establecido en el presente artículo, o establecer otro método para la estimación del consumo cuando se considere conveniente. El distribuidor, con el propósito de dar facilidad al usuario y estar acorde al avance tecnológico, podrán realizar la medición y cobro por consumo u otros conceptos con nuevos sistemas y tecnologías previamente autorizados por la Comisión, para el efecto el distribuidor deberá presentar la documentación o medios digitales con toda la información detallada sobre el modelo y/o sistema propuesto que deseen utilizar."

CONSIDERANDO:

Que las empresas que prestan el servicio de distribución final suministran energía eléctrica a los sistemas de alumbrado público municipal e instalaciones sin medición directa de energía de toda la República de Guatemala; sistemas e instalaciones que, por sus características técnicas, condiciones físicas y patrones definidos de consumo, no cuentan con una medición directa y real sobre el consumo puntual de energía; por lo que, se hace necesario estimar dicho consumo, utilizando el procedimiento que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica apruebe.

CONSIDERANDO:

Que en virtud de lo expuesto, resulta necesario estandarizar la forma de cálculo de los consumos de energía eléctrica, así como, su facturación y cobro, aplicando la tarifa correspondiente, de los referidos sistemas de alumbrado público municipal e instalaciones sin medición directa de energía eléctrica; por lo que, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en el ejercicio de su función regulatoria, debe definir la metodología para determinar la estimación del consumo de energía eléctrica de dichos sistemas, atendidos por las empresas que prestan el servicio de distribución final de energía eléctrica, en la República de Guatemala.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad; artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y con base en lo considerado.

RESUELVE:

I. Emitir la siguiente:

METODOLOGÍA GENERAL PARA EL CÁLCULO Y ESTIMACIÓN DEL CONSUMO MENSUAL DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO E INSTALACIONES SIN MEDICIÓN DIRECTA DE ENERGÍA

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

Artículo 1. Aplicación. La presente metodología es de aplicación y cumplimiento obligatorio para las empresas que prestan el servicio de distribución final dentro de su área de concesión autorizada y que suministran energía eléctrica a sistemas de alumbrado público municipal, así como de instalaciones que no cuentan con medición directa de energía y potencia.

Artículo 2. Objeto. El objeto de la presente metodología es establecer el procedimiento y la forma para realizar el cálculo, estimación y facturación de consumo de energía eléctrica de lámparas de alumbrado público municipal e instalaciones sin una medición directa de energía eléctrica, considerando entre otros, las diferentes tecnologías de fabricación, sus patrones de consumo, características y eficiencias de los diferentes tipos de lámparas instaladas y otros tipos de equipos e instalaciones conectados a la red de distribución, sin una medición directa de energía eléctrica.

Artículo 3. Definiciones. Para los efectos de la presente metodología, se establecen las siguientes definiciones:

- a. **Bombilla o Bulbo:** Dispositivo que transforma la energía eléctrica en energía lumínica. No incluye elementos de control, encendido o arranque (balastos, drivers, reguladores, fotocelda, entre otros).
- b. **Lámpara de Alumbrado Público:** Conjunto de componentes mecánicos y eléctricos cuyo propósito es distribuir la luz producida por la bombilla, con características de funcionamiento y consumo durante la noche o que su sistema de accionamiento sea a través de foto-sensores (fococelda); incluyendo: **i)** Todos los dispositivos que permitan controlar, arrancar, encender, regular la bombilla, según su tecnología, así como el medio para su conexión a la red de distribución. **ii)** Todas las piezas necesarias para fijar, proteger e instalar la lámpara en su soporte o elemento de sujeción.
- c. **Tecnologías de Lámpara de Alumbrado Público:** Son aquellas especificaciones propias de fabricación de bombillas para la iluminación eléctrica que utilizan las Lámparas de Alumbrado Público, para las cuales se fijará el método de estimación de consumo mensual de energía eléctrica. Estas tecnologías pueden ser, entre otras: **i)** Vapor de Sodio a baja/alta presión **ii)** Vapor de Mercurio **iii)** Fluorescente **iv)** Halógena - Aditivos Metálicos **v)** LED (por sus siglas en inglés, "diodo emisor de luz") **vi)** Incandescentes **vii)** Otras que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica determine.
- d. **Consumo durante la noche o nocturno:** Corresponde al consumo de energía eléctrica, durante las horas en las que no se cuenta con luz solar, del sistema de alumbrado y de instalaciones iluminadas, sin medición directa de cuentan con un sistema de accionamiento a través de foto-sensores (fococelda).
- e. **Sistema de Alumbrado Público Municipal Sin Medición Directa de Energía:** Corresponde al conjunto de Lámparas de Alumbrado Público y de ornamentación iluminada, sin medición directa de energía, propiedad de la municipalidad o instaladas por terceros, bajo la autorización expresa de la municipalidad y que son destinadas a iluminación y ornamentación durante la noche, por ejemplo: de avenidas, calles, caminos y áreas públicas del municipio.