



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

RESOLUCIÓN CNEE-26-2019

Guatemala, 28 de enero de 2019

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (entidad que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión) entre otras funciones, 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 esta 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 Nacional de Energía Eléctrica 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



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

Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad estipula en el artículo 71 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 establece en los artículos 80 y 95 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, vence el treinta y uno de enero de dos mil diecinueve, 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 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-24-2019 de fecha 28 de enero de 2019, aprobó el Estudio Tarifario que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, 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 la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2019-2024, basándose en los dictámenes técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Tarifas y Gerencia Jurídica respectivamente, que así lo recomiendan.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo número 112-2015, de fecha veintiséis de marzo de dos mil quince y siendo de interés del Estado la publicación de las tarifas y condiciones generales que deben regir a todos los usuarios, presente y futuros, del servicio de distribución final que atiende la Empresa Eléctrica



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

Municipal de Retalhuleu, ya que los efectos de la misma abarcan a todos aquellos consumidores o usuarios que atiende la Distribuidora, sin realizar, respecto de éstos particulares distinciones, la presente resolución, se estima de observancia general, correspondiendo su respectiva publicación.

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 la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, para el período comprendido del **uno de febrero de dos mil diecinueve al treinta y uno de enero de dos mil veinticuatro**, 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 Municipal de Retalhuleu

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.



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

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 autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, 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



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

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 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 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, 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, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación –DPI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el 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

- 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.
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.



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

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 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,



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

entre otros). De igual forma la distribuidora podrá 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 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



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

obtener precios eficientes y competitivos, que más convengan a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, 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 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 Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario 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



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 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 Unitario 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."*

24.El presente pliego tarifario incluye dentro de los cargos de distribución aprobados, los programas de inversión tales como: Actividades de Operación y Mantenimiento, los cuales 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 la Comisión podrá supervisar y auditar la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se podrá realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.

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



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

correspondiente Monto de Inversiones Reconocidas (MINR), se podrán 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. 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.

V. Pliego Tarifario.

PRECIOS BASE

26. 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	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.708487	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	58.607248	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	21.604134	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión



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 BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	9.253217	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.094290	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.034873	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPMT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBTTS	1.043589	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTS	1.043589	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	460.731866	1.000000	1.000000

31. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

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

32. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPo _{ITS}	0.888584	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.160180	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.160327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión



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

ESTRUCTURA TARIFARIA

33. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

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

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

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

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

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

34. 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}	126.811485	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social



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

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

35. Ajuste Trimestral:

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

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

Donde:

CCPR_n	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.



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

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

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 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



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

	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
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

36. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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



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

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

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 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).



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

ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), 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 (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), 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'_{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:

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



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

37. 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
CCPRT^{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

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

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 (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), 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 Autoproductores (BTSA), 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 $(PTP_{t,i+1} - 1)$



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

PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes <i>i</i> del trimestre <i>n</i> . 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:

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

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

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

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

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 46.291433%
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 53.708567%
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



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

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
Dmax,baseBT	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 10,324 kW.

$$FACD_{MT} = \left(1 - \frac{\sum_n MINRMT}{CDMT * D_{max,baseMT} * 12} \right) * \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right)$$

$$- \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}} + \frac{CAS}{CD_{0,MT} \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

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 42.639998%
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 57.360002%
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



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

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
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 10,791 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 25.60%
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 19.45%
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 efectuó el ajuste
Ac₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código



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 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 Nº 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
A_{hN}	Tasa arancelaria de los herrajes con código Nº 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
A_{h0}	Tasa arancelaria de los herrajes con código Nº 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 Nº 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
A_{eN}	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código Nº 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
A_{e0}	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código Nº 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 Nº 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
A_{tN}	Tasa arancelaria del transformador con código Nº 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
A_{t0}	Tasa arancelaria del transformador con código Nº 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

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



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

a. 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"

b. 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.



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

Donde:

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

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

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, están contenidas en el estudio tarifario aprobado.

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

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

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

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 20.232927%
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\$



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

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 79.767073%
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
CFBT₀	Cargo Fijo Base en Baja Tensión

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

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 20.232927%
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 79.767073%
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
CFMT₀	Cargo Fijo Base en Media Tensión

40. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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



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:

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

41. 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, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTH, MTDP, MTDFP, MTH, BTDA, MTDA
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_{t^{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_{t^{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_{t^{VALLE}}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle



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

AJUSTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

42. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero - Abril 2019:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de febrero al 30 de abril de 2019, es de:

	Valor	Unidades	Definición
ATTS _n	0.047882	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

43. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2018:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2018, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.056837	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2018
FACD _{MT}	1.139057	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2018
FACF _{BT}	1.070558	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 31 de diciembre de 2018
FACACYR _m	1.081211	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de diciembre de 2018

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE FEBRERO AL 30 DE ABRIL DE 2019

44. Tarifas para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2019:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	9.906105	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía*	1.220428	Q / kWh

*El Cargo Unitario por Energía incluye los cargos mensuales por potencia.

45. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de febrero al 30 de abril de 2019, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.008275%
--------------------------	-----------



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

46. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_m}	137.109981	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 febrero de dos mil diecinueve**.

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

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	Q / usuario-mes	599.185917
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.974555
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.974555
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.974555
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	43.678347
Cargo Unitario por Potencia Contratada	Q /kW	23.303715
Tarifa Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.533084
Tarifa Alumbrado Privado y Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.533084
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía*	Q /kWh	1.308436
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.125021
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.125021
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.125021
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	70.987587
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Energía en Punta	Q /kWh	0.032917
Cargo Unitario por Energía Intermedia	Q /kWh	0.032917
Cargo Unitario por Energía en Valle	Q /kWh	0.032917
Cargo Unitario por Potencia Máxima	Q /kW	19.604875

*El Cargo Unitario por Energía incluye los cargos mensuales por potencia.

66. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de febrero al 30 de abril de 2019, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.008275%
--------------------------	-----------

67. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS} -B _{TSA} _m	137.109981	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, B _{TSA} .
CACYR _{B_{TDP}-B_{TDFP}-B_{TDA}-B_{TH}} _m	411.329943	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías B _{TDP} , B _{TDFP} , B _{TDA} , B _{TH} .
CACYR _{M_{TDP}-M_{TDFP}-M_{TD}-M_{TH}} _m	1,233.989830	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías M _{TDP} , M _{TDFP} , M _{TD} , M _{TH} .

- 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.
- 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.
- La presente resolución, entrará en vigencia el **uno de febrero de dos mil diecinueve**.

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-26-2019

Guatemala, 28 de enero de 2019

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (entidad que puede ser denominada indistintamente CNEE o la Comisión) entre otras funciones, 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 esta 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 Nacional de Energía Eléctrica 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 la Ley General de Electricidad estipula en el artículo 71 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 establece en los artículos 80 y 95 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, venció el treinta y uno de enero de dos mil diecinueve, 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 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-24-2019 de fecha 28 de enero de 2019, aprobó el Estudio Tarifario que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, 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 la Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2019-2024, basándose en los dictámenes técnico y jurídico emitidos por la Gerencia de Tarifas y Gerencia Jurídica respectivamente, que así lo recomiendan.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo número 112-2015, de fecha veintiséis de marzo de dos mil quince y siendo de interés del Estado la publicación de las tarifas y condiciones generales que deben regir a todos los usuarios, presente y futuros, del servicio de distribución final que atiende la Empresa Eléctrica

Municipal de Retalhuleu, ya que los efectos de la misma abarcan a todos aquellos consumidores o usuarios que atiende la Distribuidora, sin realizar, respecto de éstos particulares distinciones, la presente resolución, se estima de observancia general, correspondiendo su respectiva publicación.

PORTANTO:

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 la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, para el período comprendido del **uno de febrero de dos mil diecinueve al treinta y uno de enero de dos mil veinticuatro**, 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 Municipal de Retalhuleu

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.

4. Dentro de su área de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, 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 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 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, 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, Número 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.

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 podrá 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 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 convengan a los usuarios; así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, deberán ser puestas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, 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 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 Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario 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 Unitario 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."

24. El presente pliego tarifario incluye dentro de los cargos de distribución aprobados, los programas de inversión tales como: Actividades de Operación y Mantenimiento, los cuales 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 la Comisión podrá supervisar y auditar la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se podrá realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.

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 podrán 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. 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.

V. Pliego Tarifario.

PRECIOS BASE

26. 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	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.708487	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	58.607248	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	21.604134	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTS	9.253217	Q / Usuario -mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.094290	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.034873	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPMT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPBTTS	1.043589	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.119574	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTS	1.043589	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

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

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	460.731866	1.000000	1.000000

31. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

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

32. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPotTS	0.888584	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.160180	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.160327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

33. **BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL**

a. Cargo por Consumidor (CF)

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

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

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

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

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

34. **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.

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTSS_0}$$

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}	126.811485	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

35. **Ajuste Trimestral:**

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

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

Donde:

CCPR _n	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 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
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

36. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Donde:

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

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

Donde:

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.

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

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 Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los comercios 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 Autoprodutores (B TSA), 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 (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), 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.

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

Donde:

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:

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

37. 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.

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

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 (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{i,t+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la 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,t+1} radica en que para PTP' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
EF_{i,t+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).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^3 (EF_{i,t+1} \cdot PTP'_{i,t+1} \cdot PP_i)$$

Dónde:

MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP _{i,t+1} radica en que para PTP' _{i,t+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP _{i,t+1} - 1)

PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, 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:

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

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

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

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

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 46.291433%
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 53.708567%
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
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 10,324 kW.

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

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 42.639998%
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 57.360002%
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
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 10,791 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 25.60%
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 19.45%
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 17.76%
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 1.00%
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 36.19%
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%

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 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. 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"

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

b. 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:

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

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

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"

CURA_i: 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, están contenidas en el estudio tarifario aprobado.

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

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

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

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 20.232927%
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 79.767073%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CFBT ₀	Cargo Fijo Base en Baja Tensión

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

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 20.232927%
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 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 79.767073%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
CFMT ₀	Cargo Fijo Base en Media Tensión

40. 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
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

41. 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, BTA, AP, APPN, VSC, BTD, BDFP, BTH, MTD, MTFP, MTH, BTA, 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 31 DE DICIEMBRE DE 2018

42. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero - Abril 2019:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de febrero al 30 de abril de 2019, es de:

	Valor	Unidades	Definición
ATTS _n	0.047882	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

43. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2018:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2018, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.056837	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2018
FACD _{MT}	1.139057	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2018
FACF _{BT}	1.070558	Factor de Ajuste de Cargos Fijos en Baja Tensión al 31 de diciembre de 2018
FACACYR _m	1.081211	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de diciembre de 2018

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE FEBRERO AL 30 DE ABRIL DE 2019

44. Tarifas para el período del 1 de febrero al 30 de abril de 2019:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	9.906105	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía*	1.220428	Q / kWh

*El Cargo Unitario por Energía incluye los cargos mensuales por potencia.

45. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de febrero al 30 de abril de 2019, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.008275%
--------------------------	-----------

46. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de julio de 2019 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS_m}	137.109981	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

- 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.
- 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.
- La presente resolución entrará en vigencia el uno de febrero de dos mil diecinueve.

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director

Ingeniero Julio Baudilio Camacho Bonilla
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General