



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

RESOLUCIÓN CNEE-150-2019
Guatemala, 25 de junio de 2019
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, en su artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; y 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 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 Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fecha 28 de enero de 2019, emitió la Resolución CNEE-56-2019, mediante la cual se amplió la vigencia del pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, con fundamento en el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Y que, mediante la Resolución CNEE-148-2019, de fecha veinticinco de junio de dos mil diecinueve, aprobó el Estudio Tarifario que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima; por lo que, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 95, 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 Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2019-2024.

CONSIDERANDO:

Que, para el efecto, la Ley General de Electricidad, entre otras consideraciones, establece, en el artículo 60, que los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes; y, en el artículo 61, que las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre



generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior; las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Asimismo, se establece, en el artículo 71, que las tarifas a consumidores finales del servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; y, en el artículo 78, se establece que la metodología para la determinación de las tarifas y sus fórmulas de ajuste no podrán ser modificadas durante su período de vigencia, salvo si sus reajustes triplican el valor inicial de las tarifas inicialmente aprobadas.

CONSIDERANDO:

Que, para el efecto, el Reglamento de la Ley General de Electricidad, entre otras consideraciones, establece, en el artículo 97, que las distribuidoras deberán contratar con firmas consultoras especializadas para la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución; así mismo, los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución; en el artículo 92, que las fórmulas de ajuste de las componentes de costo del VAD se ajustarán con fórmulas representativas de las estructuras de costos calculadas en conjunto con las tarifas base, de acuerdo a los estudios previstos en el referido artículo 97, y que se considerará además un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, que se aplicará anualmente.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 85, establece, entre otras consideraciones, que las proyecciones de costos considerarán, entre otros, el crecimiento previsto de la demanda y los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, los que, a su vez, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la que verificará su consistencia y procederá a su aprobación. Al respecto, esta Comisión analizó los programas de inversión propuestos por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, considerando aquellos necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como las actividades de operación y mantenimiento; estableciéndose además, entre otros, las condiciones de su inclusión en la proyección de costos de inversión, características, forma de reconocimiento, verificación y ajustes y factores de reducción, que correspondan, según la ejecución de los referidos programas de inversión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Adicionalmente, se estableció otro conjunto de programas de inversión que, por las características requeridas para cada uno, podrán posteriormente ser incluidos en las fórmulas de ajuste correspondientes, establecidas en el presente pliego, hasta cuando dichos programas sean efectivamente ejecutados por la Distribuidora; entre estos programas se incluyen, entre otros, aquellos para mejorar el control y calidad de la prestación del servicio de distribución, la seguridad y la atención al usuario, así como, para ampliar la cobertura del servicio eléctrico; estableciéndose también, entre otros, las condiciones de su posterior inclusión, características, forma de reconocimiento y verificación que correspondan según la ejecución de los referidos programas de inversión. Los resultados de la ejecución de cada uno de estos programas de inversión serán incluidos en las fórmulas de ajuste a los cargos de distribución y cargos por consumidor correspondientes de acuerdo a lo



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

establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a la metodología y procedimientos establecidos en la presente resolución.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 76, establece que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica. En este mismo sentido, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece, en el artículo 80, que la Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de Gran Usuario, en la zona en la que se le autorizó a prestar el servicio, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad; y, en el artículo 95, que las tarifas a usuarios del servicio de Distribución Final, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias determinadas en función de dichas tarifas, los cargos por corte y reconexión, serán aprobados cada cinco años y tendrán vigencia por ese período, salvo que la Comisión determinare la necesidad de una revisión extraordinaria de tarifas base. Así mismo, el reglamento referido estipula, en su artículo 98, 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; y, en el artículo 99, que, una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica; las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación.

CONSIDERANDO:

Que para fines de publicación, de conformidad con lo estipulado en el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la presente resolución se estima de observancia general, siendo de interés del Estado la publicación de las tarifas y condiciones generales que deben regir para toda la población del servicio de distribución final que atiende Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, ya que los efectos de la misma abarcan a toda la población que atiende dicha Distribuidora, sin realizar particulares distinciones, de conformidad con lo estipulado en el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo número 112-2015, de fecha veintiséis de marzo de dos mil quince, que contiene el "Tarifario de los Servicios que presta la Dirección General del Diario de Centro América y Tipografía Nacional".

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 su Reglamento,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^º. 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

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, que atiende **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el período comprendido del **uno de julio de dos mil diecinueve al treinta de junio de dos mil veinticuatro**, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

BT: Baja Tensión

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima

LGE: Ley General de Electricidad

MT: Media Tensión

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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

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 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 y subestaciones); por lo que, al



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

estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el 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 de: 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, para prestar el Servicio de Distribución Final.

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

La Distribuidora deberá remitir, en un plazo de sesenta (60) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos los documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE, en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.



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

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

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

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, número telefónico, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Numero de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros).
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DPI-.
- c. Constancia de propiedad o posesión del inmueble en el que se 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. Garantía de pago correspondiente.

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. 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 ponderada 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; el monto resultante deberá ser devuelto al usuario, a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía de pago, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.



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

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida a suministrar por la Distribuidora incluye: los conductores desde la red BT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición a suministrar por la Distribuidora incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro 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, incluyendo la caja, ductos e instalaciones para recibir o instalar el medidor y la acometida, 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 y cajas de registro, 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 treinta (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 para este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de



Electricidad; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

12. Conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, al monto de facturación por servicios de electricidad se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así mismo, ante petición de la distribuidora, la Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.
13. El pago de la factura por el servicio de distribución final de electricidad podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros); todo ello, en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
14. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) 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 o corte del servicio de energía eléctrica por parte de la Distribuidora, podrá realizarse únicamente de manera individual para cada Usuario y cuando se presenten los siguientes casos: **(i)** En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y haya sido notificado previamente. Para efectos del corte inmediato al que se refiere el artículo de la Ley antes indicado, la Distribuidora debe tener en cuenta el plazo máximo de treinta días, luego de la emisión de la segunda factura, del que dispone el usuario para pagar el servicio de electricidad, de acuerdo a lo establecido en el inciso 10 de la presente resolución; **(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. En ningún caso la Distribuidora podrá desconectar o cortar el servicio de distribución a un Usuario que no haya incurrido en las causales antes indicadas; en este sentido, la Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada en sus redes de distribución que afecte a usuarios que no hayan incurrido en las causales del referido artículo. Durante el periodo en el cual el



Usuario tenga cortado el servicio de distribución final, la Distribuidora no deberá estimar consumos al Usuario.

16. La reconexión del servicio para el usuario al que se le haya cortado el servicio por las causas mencionadas en el numeral anterior, se realizará, dentro de las veinticuatro (24) horas posteriores a que hayan desaparecido las causas que originaron la suspensión del servicio y, cuando aplique, que el Usuario haya abonado las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, 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 costos de generación que se reconocerán en las tarifas, corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos, cargos, abonos y servicios resultantes de la operación de la Distribuidora en el Mercado Mayorista que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa correspondiente; la Distribuidora como responsable de la representación de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar: **i)** La correcta y eficiente administración y liquidación de los contratos de suministro, de acuerdo a las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refieren en el artículo 62 de la Ley General de Electricidad; **ii)** Que los costos, cargos, abonos y servicios que le sean asignados a la Distribuidora correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa respectiva, debiendo reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica. La Comisión no reconocerá en las tarifas, costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad, así como aquellos que no cumpla con la debida defensa de los derechos de los usuarios de acuerdo con las literales i) y ii) del presente numeral.

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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, poniéndolas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al



contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

19. Para todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final que cumplan con los requisitos descritos en la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica (en adelante Ley de Tarifa Social) deberá aplicarse la Tarifa Social establecida en el presente Pliego Tarifario.
20. La Distribuidora, dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle al Usuario toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas 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 costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación: 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 sin medición de potencia. 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. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
23. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios de la Tarifa Social, tarifas y categorías distintas a las aprobadas por la CNEE en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión



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

De conformidad con lo establecido 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.". Con base en ello, en el presente Pliego Tarifario, luego de analizar los programas de inversión presentados por la Distribuidora en sus estudios tarifarios, esta Comisión aprobó la inclusión en la proyección de costos de inversión a reconocer en tarifas, los programas de inversión necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento, para la prestación del Servicio de Distribución Final a los usuarios de forma adecuada; mismos que se definen más adelante como "Programas de Inversión Recurrentes".

Adicionalmente, se estableció un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-4-2018 (Términos de Referencia –TDRs-), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominó "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión corresponden a montos globales reconocidos y/o que serán reconocidos dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

24. Programas de Inversión Recurrentes. En el presente pliego tarifario se aprobó la inclusión, dentro de los cargos de distribución y cargos por consumidor, programas de inversión recurrentes y de los cuales se tenía la información necesaria para su proyección e inclusión en tarifas, los cuales corresponden a las inversiones necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento, para la prestación del Servicio de Distribución Final a los usuarios de forma adecuada, de conformidad con lo establecido en la normativa vigente. Así mismo en cumplimiento con lo establecido en el artículo 92 del RLGE, se establecen en el presente pliego tarifario los factores de reducción anual, que consideran el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, los cuales se aplicarán anualmente; por lo que en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, se adicionaron los Factores de Reducción (K_{CDBT} , K_{CDMT} , K_{CFBT} y K_{CFMT}), para determinar y reflejar la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y los efectivamente requeridos por la Distribuidora.

Para poder fiscalizar que las inversiones y actividades proyectadas y reconocidas en el presente pliego tarifario sean efectivamente ejecutadas, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora contrate firmas de reconocido prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se



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

establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso y en el anexo de la presente resolución. Los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas; para el efecto, se deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de las contratistas que realicen las actividades, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros, y costos auditados. Las especificaciones de las auditorías, supervisiones y sus informes serán establecidos en los Términos de Referencia antes indicados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente; en caso las actividades no sean realizadas, se procederán a realizar los descuentos que correspondan. A continuación, se indican los programas de inversión incluidos en la proyección de costos y por consiguiente reconocidos en las tarifas de distribución, aprobados en el presente pliego tarifario:

- a. Programa de inversión, referente a sedes u oficinas comerciales y actividades asociadas mínimas: En el presente Pliego Tarifario se reconocieron 29 oficinas comerciales, que le permitirán a la Distribuidora brindar al usuario una atención adecuada de acuerdo a lo requerido por ésta. El Monto de Inversiones Reconocidas (MIRECCF) para este programa es el siguiente:

		Año tarifario 1	Año tarifario 2	Año tarifario 3	Año tarifario 4	Año tarifario 5
MIRECCFBT _n	Monto anual (USD)	2,217,044	2,293,306	2,368,960	2,435,443	2,499,352
MIRECCFMT _n	Monto anual (USD)	673	704	735	766	796

El Monto de Inversiones Reconocidas indicados previamente incluye: costos de personal, costos de teléfono, internet, correo, costos de seguridad y vigilancia, costos de suministro de electricidad y agua, costos de suministros de oficina y varios, costos de servicio de limpieza, costos de alquiler y mantenimiento de las agencias comerciales, costos de muebles y útiles y costos de equipos de computación.

Para realizar el cálculo del Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas (MIRCF), se deberá tomar en cuenta el siguiente costo anual por agencia:

		Año tarifario 1	Año tarifario 2	Año tarifario 3	Año tarifario 4	Año tarifario 5
MIRCFBT _n	Monto anual por agencia (USD)	76,450	79,080	81,688	83,981	86,185
MIRCFMT _n	Monto anual por agencia (USD)	23	24	25	26	27



La Distribuidora tiene la obligación de mantener dichas oficinas comerciales, así como los servicios proyectados y reconocidos. Anualmente, en el informe de auditoría indicado en el segundo párrafo del numeral 24 del presente pliego, la Distribuidora deberá reportar sobre la existencia y prestación del servicio de dichas inversiones reconocidas, la Comisión podrá fiscalizar el cumplimiento de lo antes indicado. A continuación, se prestan los montos e inversiones reconocidos en el presente pliego tarifario:

- b. Programa de inversión, referente a las Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales: comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente deberá ser supervisada y auditada la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento correspondientes a los montos de inversión reconocidos (MIRECBT y MIRECMT) que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. Esta labor de supervisión y auditoría corresponde a la indicada en el segundo párrafo del numeral 24 del presente pliego.
- c. Programa de inversión, referente a la adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas ("retranqueos"): Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones para cumplir con las normas y medidas de seguridad, derivadas, por invasión, de construcciones realizadas por terceros, para las cuales la Distribuidora cuenta con las servidumbres correspondientes o sus instalaciones están sobre bienes de dominio público. Las frecuencias y costos unitarios de estas actividades correspondientes a los montos de inversión reconocidos (MIRECBT y MIRECMT) en el presente pliego tarifario, son las siguientes:

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	Año Tarifario:					
			CURA [USD/actividad]	1 FRA año	2 FRA año	3 FRA año	4 FRA año	5 FRA año
MT	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
BT	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171

En cumplimiento a los programas de inversión incluidos en la proyección de costos en el presente Pliego Tarifario, la Distribuidora deberá informar a la Comisión, conforme a lo dispuesto en la Resolución CNEE-50-2011, sobre todas las actividades realmente ejecutadas semestralmente, así como entregar los informes de auditoría y/o supervisión que se requieran de acuerdo a los formatos que establezca esta Comisión.

25. **Programas de Inversión Específicos.** En el presente pliego tarifario se aprueba la ejecución de programas de inversión específicos, relacionados a mejoras en el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

control y calidad en la prestación del servicio de distribución, de seguridad y atención al usuario, los que, por sus características, no son recurrentes en su ejecución y por consiguiente no se cuenta con información histórica correspondiente para su adecuada proyección e inclusión en los costos que integran el cálculo de las tarifas evitando así trasladarle a los usuarios de la distribuidora, posibles sobrecostos por estimación. Los costos para la ejecución de los programas de inversión específicos que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, corresponderán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución o puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIMT, CPIECFBT y CPIECFMT).

Para poder fiscalizar la ejecución y costos de estos programas de inversión específicos, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora contrate firmas de reconocido prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso y el anexo de la presente resolución; los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas, para el efecto el informe deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de las contratistas que realicen las actividades, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros y costos auditados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente.

Así, estos costos eficientes de capital y operación que podrán ser trasladados a tarifa, cuando:

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

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

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



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

- i. Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: Comprende la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- ii. Programa de inversión referente al Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo: Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs. Guatemala como firmante del referido Convenio de Estocolmo, lo ratificó mediante el Decreto 60 – 2007 del Congreso de la República y lo ha instrumentalizado mediante los Acuerdos Gubernativos 284-2008 del Ministerio de Relaciones Exteriores y 465 – 2011 del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- iii. Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- iv. Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario – SIIAU-. La distribuidora en un plazo máximo de dieciocho (18) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIIAU-; este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

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



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

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

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

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

- v. Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad – SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, en un plazo no mayor a dieciocho (18) meses, la Distribuidora deberá implementar el Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-, el cual tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "*Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

Para este fin deberá instalarse como mínimo, un punto de medición por cada



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

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

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

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

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

- vi. Programas de inversión referentes al cumplimiento de los niveles de calidad definidos en las NTSD:
- a. Puntos de backup (BUP): Inversiones con enfoque en la calidad de servicio y producto técnico. Derivado de los estudios de confiabilidad de la calidad desarrollados en los Estudios del Valor Agregado de Distribución, se determinó que, para llegar de forma óptima a índices de la calidad de servicio y producto técnico establecidos en las NTSD, es necesario llevar a cabo la construcción de obras que permitan reducir la longitud de un gran número de alimentadores y una metodología para generar puntos de Back Up, que puedan mejorar la calidad de servicio. A continuación, se listan los puntos de Back Up, actividades y cantidades máximas a reconocer correspondientes a este programa:

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	RAXRUHA	35	10100025	10100278	113
2	PEDRO DE ALVARADO	14	10100067	10000035	71
3	MONTE RICO	14	10100132	10000023	56
4	TAXISCO	14	10000023	10100002	69
5	SAN JACINTO	35	10000037	10100046	26



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

6	CONCEPCION LAS MINAS	14	10000026	10000028	54
7	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	14	10100045	10000031	28
8	LOS AMATES	35	10100014	10000064	81
9	MONJAS	14	10000012	10000025	22
10	SAN ANTONIO LA PAZ	35	10000055	10100023	55
11	SAN CARLOS ALZATATE	35	10100022	10100023	65
12	SAN PEDRO PINULA	35	10100057	10100039	74
13	MOYUTA	14	10100010	10100067	55
14	AGUA BLANCA	14	10000028	10000006	68
15	MORALES	35	10000029	10100241	20
16	MAYALAN	35	10100172	10100030	115
17	ORATORIO	14	10000014	10100011	44
18	SANTA BARBARA	14	10100043	10000008	59
19	CAMOTAN	14	10100225	10100224	45
20	LA TINTA	14	10100237	10000041	57
21	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	14	10000054	10100260	46
22	LAGUNA DE GUIJA	14	10100281	10100282	19
23	LA CANOA	14	10100004	10100193	11
24	VADO HONDO	14	10000033	10100224	33
25	SANTA MARIA IXHUATAN	14	10000015	10100011	51
26	SALACUIM	35	10100171	10100030	86
27	SAN JERONIMO	14	10000021	10100043	32
			TOTAL		1,458

- b. Equipos de protección y maniobra para la mejora de la calidad del servicio: comprende los costos de los equipos instalados en la red de la Distribuidora, para la detección de fallas y actuación por parte de estos para la mejora en la calidad del servicio; dichos equipos podrán ser reconocidos cuando se demuestre fehacientemente que los mismos han sido puestos en operación. La cantidad y costo máximo que podrán ser reconocidos en la vigencia del pliego tarifario, se muestran en la tabla a continuación:

COD_UC	Unidad Constructiva (UU.CC.)	UNIDAD	COSTO UNITARIO DE LA UU.CC	CANTIDADES OPTIMAS	
			[USD/unidad]	URBANO	RURAL
EPM001T	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	UNIDAD	421.30		2,844
EPM003T	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	UNIDAD	774.27		3,720

- vii. Programa de inversión para el Combate de Pérdidas No Técnicas (PNT): Este plan tiene una componente de inversión en la red (CAPEX) y una componente de gestiones y actividades comerciales (OPEX):

- a. Componente de CAPEX: Para cumplir con la reducción de las pérdidas no técnicas se deberá buscar la opción tecnológica óptimamente dimensionada y económicamente adaptada entre las que se listan a continuación:



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

1. Sustitución del cable trenzado (dúplex, triplex, etc.) por cable concéntrico, instalación de caja de policarbonato en el medidor e instalación de caja de derivación.
 2. Medición en poste con caja de derivación.
 3. Otra opción tecnológica óptimamente dimensionada y económicamente adaptada propuesta por la Distribuidora para su evaluación y análisis por parte de la CNEE
- b. Componente de OPEX: La Distribuidora podrá realizar las actividades necesarias para cumplir con la reducción de las pérdidas no técnicas, La cantidad y costo máximo que podrán ser reconocidos en la vigencia del pliego tarifario, se muestran en las tablas que se presentan a continuación:

Acciones de normalización por iniciativa*					
Iniciativa	1	2	3	4	5
Masivos	25,239	25,744	25,128	26,227	17,311
Grandes Clientes	250	250	250	250	250
Verificaciones	7,548	7,548	7,548	7,548	7,548
Total	33,037	33,542	32,926	34,025	25,109

*Todas estas actividades, acciones y conceptos, corresponden a los presentados por la Distribuidora en los estudios tarifarios.

Costo acciones de normalización por iniciativa (Costos operativos – USD del 2016)					
Iniciativa	Año Tarifario				
	1	2	3	4	5
Masivos	1,151,111	1,167,551	1,142,985	1,180,123	885,059
Grandes Clientes	205,422	205,422	205,422	205,422	205,422
Gestión de Conflictividad	2,450,836	2,294,490	2,212,147	695,951	695,951
Control de pérdidas	286,651	287,224	272,429	277,990	252,397
Costos segregados	377,878	365,018	353,784	217,781	188,184
Total	4,471,897	4,319,705	4,186,767	2,577,266	2,227,012

26. El pago de los Costos de Auditorías y Supervisiones (CAS) por parte de la Distribuidora, se realizará en el plazo máximo definido en los Términos de Referencia que establezca la Comisión para este tipo de auditorías y supervisiones.

27. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados,



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

la Distribuidora **antes del 30 de abril** de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a las tarifas lo que corresponda.

Finalizado el Periodo Tarifario, aprobado en la presente Resolución, aquellos componentes de los Programas de Inversión que correspondan al Valor Nuevo de Reemplazo, serán incorporados en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados en el establecimiento de las tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

28. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, fueron aprobados por la CNEE mediante Resolución CNEE-95-2019, por lo que para el período 1 julio de 2019 al 30 de abril del 2020, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	53.770833	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.884392	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	99.653353	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	75.941868	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTO	12.432099	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión



CFBTS	11.039378	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple
-------	-----------	---------------	---

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.112445	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047715	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTS	1.142688	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión Social
FPPBT_MT	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTS	1.071490	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPMTS_BT	1.071491	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión por Ajuste de Pérdidas de Baja Tensión
FPPBT	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.539836	394.080620	1.000000	1.000000

33. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E _{BTSS}	26.714944%	49.612540%	23.672515%

34. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoITS	0.910500	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.885747	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.886405	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión
FAMT_BT	0.886406	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión por pérdidas de Baja Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

35. BTSS – BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTSS0} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)



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

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

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

$$\cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + ATTS$$

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

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

36. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

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

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

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}	160.09	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

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

FÓRMULAS DE AJUSTE

37. Ajuste Trimestral:

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

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



Donde:

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



38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No 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).



ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
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''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{i,i+1}$ radica en que para $PTE''_{i,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $(PTE_{i,i+1} - 1)$
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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

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

39. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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



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

Dónde:

APPNRTS_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
MPAPT^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

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

Dónde:

MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

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

Dónde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1



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

ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTSLAP), 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_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP _{t,i+1} radica en que para PTP'' _{t,i+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP _{t,i+1} - 1)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

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

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

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

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

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

Donde:

$$K_{CDBT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRBT_p}{CDBT * D_{max,baseBT} * 12} \right)$$



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 51.511464%
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 48.488536%
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_{CDBT,N}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
MINRBT_p	Monto de Inversiones No Requeridos de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", 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 235,954.05 kW

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

Donde:

$$K_{CDMT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRMT_p}{CDMT * D_{max,baseMT} * 12} \right)$$

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 45.307746%
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



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

	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 54.692254%
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_{CDMT,N}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D_{max,m,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPIMT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
MINRMT_p	Monto de Inversiones No Requeridos de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
D_{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 291,423.89 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 44.88%
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel



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

	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 24.27%
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 0%
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 11%
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 19.85%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

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

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

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos anuales correspondientes



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

a los Programas de Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

Monto de Inversiones No Requeridos (MINR) de los Programas de Inversión Recurrentes, asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_n MINR$$

Donde:

Es la diferencia monetaria entre la cantidad de actividades e inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego de los Programas de Inversión Recurrentes, y las actividades e inversiones efectivamente realizadas para el mismo año, y determina la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y los efectivamente requeridos por la distribuidora en el año tarifario evaluado; los costos o inversiones efectivamente realizados deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones reconocidas en el presente pliego, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste al cargo de distribución correspondiente.

Donde:

a. Años tarifarios

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de julio de 2019	30 de junio de 2020
2	1 de julio de 2020	30 de junio de 2021



3	1 de julio de 2021	30 de junio de 2022
4	1 de julio de 2022	30 de junio de 2023
5	1 de julio de 2023	30 de junio de 2024

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

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

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

Donde:

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

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

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

MIRBT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Baja Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

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

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

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

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

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$

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

Donde:

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

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

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", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de



auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

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

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

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

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

El MINR de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los factores de reducción (K_{CFBT} y K_{CDMT}), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

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

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

Donde:

$$K_{CFBT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRCFBT_p}{CFBT_0 * UsuBT * 12} \right)$$

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 15.549018%
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	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 84.450982%
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_{CFBT,N}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECFBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.



MINRCFBT_p	Monto de Inversiones No Requeridos asignable a los Cargos por Consumidor en Baja Tensión, de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n".
CFBT₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
UsUBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,382

Costos de Programas de Inversión Específicos asignables a los Cargos por Consumidor (CPIECF):

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

Monto de Inversiones No Requeridos asignable a los Cargos por Consumidor (MINRCF) de los Programas de Inversión Recurrentes:

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

Donde:

Es la diferencia monetaria entre el monto de inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego de los Programas de Inversión Recurrentes, y el monto por inversiones efectivamente realizados o ejecutados para el mismo año, y determina la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y



los efectivamente requeridos por la distribuidora en el año tarifario evaluado; los costos o inversiones efectivamente realizados deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones reconocidas en el presente pliego, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste al cargo de distribución correspondiente.

Donde:

a. Años tarifarios

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de julio de 2019	30 de junio de 2020
2	1 de julio de 2020	30 de junio de 2021
3	1 de julio de 2021	30 de junio de 2022
4	1 de julio de 2022	30 de junio de 2023
5	1 de julio de 2023	30 de junio de 2024

b. El **MINRCF** para Baja Tensión (MINRCFBT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRCFBT = MIRECCFBT_n - MIRCFBT_n$$

En caso MIRCFBT_n sea mayor que MIRECCFBT_n, el MINRCFBT será igual a 0.

Donde:

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

MIRCFBT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Baja Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

c. El **MINRCF** para Media Tensión (MINRCFMT), se calcula de la siguiente forma:

$$MINRCFMT = MIRECCFMT_n - MIRCFCMT_n$$

En caso MIRCFCMT_n sea mayor que MIRECCFMT_n, el MINRCFMT será igual a 0.

Donde:

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

MIRCFCMT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Media Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor 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

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

El MINRCF de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los factores de reducción (K_{CFBT} y K_{CFMT}), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

42. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

43. Ajuste Anual de los Precios Base:

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

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

Donde:

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



AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2019

44. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2019:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2019, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.065309	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2019
FACD _{MT}	1.092717	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2019
FACF _{BT}	1.093970	Factor de Ajuste de Cargo por Consumidor en Baja Tensión al 31 de mayo de 2019
FACACYR _m	1.106363	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2019

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de julio de 2019 al 31 de enero de 2020.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE JULIO AL 31 DE JULIO DE 2019

45. Tarifas para el período del 1 de julio al 31 de julio de 2019:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	12.076749	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.723990	Q / kWh
- Cargo por energía	1.070687	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.653304	Q / kWh

46. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de julio de 2019 al 31 de enero de 2020 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTSS}	177.11	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

VI. Disposiciones Transitorias y Finales

47. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACD_{BT} y FACD_{MT}), cargos por consumidor (FACF_{BT} y FACF_{MT}) y cargo por corte y reconexión (FACACYR_m), se realizará en el mes de enero del año dos mil veinte, considerando los meses transcurridos dentro de este período. Los posteriores ajustes a los cargos indicados se realizarán cada seis meses. Los factores contenidos en las fórmulas de los ajustes a los cargos por distribución y cargos por consumidor, correspondientes a: K_{CDBT}, K_{CDMT}, K_{CFBT}, K_{CFMT}, C_{PIBT}, C_{PIMT}, C_{PIECFBT} y C_{PIECFMT}; se calcularán en el mes de julio del año dos mil veinte,



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

considerando los meses transcurridos dentro de este período, los posteriores cálculos a los factores indicados se realizarán anualmente.

48. Los valores del Ajuste Trimestral así como su vigencia y el de la tasa de interés por mora corresponden a lo establecido en la Resolución CNEE-125-2019. En el mes de julio del dos mil diecinueve, se calculará el Ajuste Trimestral y la tasa de interés por mora correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del RLGE y la metodología aprobada en la presente resolución y su periodicidad correspondiente.
49. 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.
50. La presente resolución entrará en vigencia el uno de julio de dos mil diecinueve.

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos

Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director



Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla
Director

Licenciado David Estuardo Herrera Bejarano
Secretario General a.i.

SECRETARIO GENERAL a.i.



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

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-150-2019

ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	Año Tarifario:					
			CURA [USD/actividad]	1	2	3	4	5
MT	MT/BI-Preventivo-Inspección de línea	# de km	37.64	13,781	14,102	14,392	14,675	14,964
MT	MT/BI-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Anclajes	# de Anclajes	161.56	3,496	3,578	3,651	3,723	3,796
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes concreto	# de Postes	75.56	805	824	841	858	874
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes madera	# de Postes	33.12	1,217	1,246	1,271	1,296	1,322
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cruceros	# de cruceros	225.31	4,083	4,178	4,264	4,348	4,433
MT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	403	412	420	429	437
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes madera	# de Postes	304.17	527	540	551	562	573
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	# de Cortacircuitos	169.65	304	311	318	324	330
MT	MT/BI-Preventivo-Limpieza de conductores	# de km	51.02	448	458	468	477	486
MT	MT/BI-Preventivo-Medición de tierras	# de Puntos	39.39	9,899	10,129	10,338	10,541	10,748
MT	MT/BI-Preventivo-Mejora de tierras	# de Puntos	92.11	4,949	5,065	5,169	5,270	5,374
MT	MT/BI-Preventivo-Reconductorado	# de km	1,892.89	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Reitranqueos	# de postes	406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
MT	MT/BI-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	# de km	310.97	3,445	3,526	3,598	3,669	3,741
MT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	# de SE	468.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	471	482	492	502	511
MT	BI-Preventivo-Cambio de centos transformación	# de Transformador	866.36	478	490	502	513	524

[Handwritten signatures and initials]



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

MT	MT/BI-Preventivo-Revision de centros transformación y suministros	# de Transformador	62.58	1,884	1,928	1,968	2,006	2,046
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	# de Transformador	27.13	377	386	394	401	409
MT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	# de SE	1,268.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Correctivo-Traccionar conductor	km de red	319.76	861	881	900	917	935
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	81	82	84	86	87
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	105	108	110	112	115
MT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	# de Fusibles	103.47	150	154	156	159	162
MT	MT/BI-Correctivo-Reparación de línea rota	# de Líneas	319.76	216	222	226	231	235
MT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	# de Aisladores	25.34	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de Retenidas	# de Retenidas	74.85	1,176	1,204	1,228	1,253	1,277
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro.	# de Conductores	1,001.11	517	529	540	550	561
MT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	# de capacitores	8,183.36	16	16	16	16	17
MT	MT-Correctivo-Substituir regulador	# de reguladores de tensión	10,293.94	0	0	0	1	1
MT	MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	# de llaves faca	116.05	7,521	7,677	7,814	7,953	8,096
MT	MT/BI-Correctivo-Retensado de retenidas poste hormigón	# de Retenidas	54.27	588	602	614	626	639
MT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	268	275	281	288	294
MT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	232	237	241	245	250
MT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	# de Acometidas	37.84	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	BT-Correctivo-Mantenimiento Acometida por falso contacto	# de Acometidas	27.13	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	# de SE	3,829.22	5	5	5	5	5
MT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	3,738	3,816	3,884	3,953	4,024
MT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	# de Pararrayos	22.27	97	99	100	102	104
MT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	# de Aisladores	30.18	981	1,001	1,019	1,037	1,055



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

MT	MT/BT-Preventivo-Reubicación crucetas	#decrucetas	156.34	566	579	591	603	615
MT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	#de Transformador	861.82	287	294	301	308	314
MT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesta a tierra	#deSE	484.96	4	4	4	4	4
MT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	#deSE	363.06	12	12	12	12	13
BT	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	16,596	16,983	17,332	17,673	18,021
BT	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	415	425	433	442	451
BT	MT/BT-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	4,210	4,308	4,397	4,484	4,572
BT	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes concreto	#de Postes	75.56	970	992	1,013	1,033	1,053
BT	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,466	1,500	1,531	1,561	1,592
BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	225.31	4,917	5,031	5,135	5,236	5,339
BT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	485	496	506	516	526
BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	635	650	663	676	690
BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de cartacircuitos	#de Cartacircuitos	169.65	366	375	383	390	398
BT	MT/BT-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	539	552	563	574	586
BT	MT/BT-Preventivo-Medición de tierras	#de Puntos	39.39	11,921	12,198	12,449	12,694	12,944
BT	MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	92.11	5,960	6,099	6,225	6,347	6,472
BT	MT/BT-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	415	425	433	442	451
BT	MT/BT-Preventivo-Reirranqueos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171
BT	MT/BT-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	4,149	4,246	4,333	4,418	4,505
BT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de pararrayos	#de Pararrayos	83.77	567	580	592	604	616
BT	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	#de Transformador	866.36	575	590	604	618	631
BT	MT/BT-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	2,269	2,322	2,370	2,416	2,464



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: cnees@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

BT	MT/BT-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	# de Transformador	27.13	454	464	474	483	493
BT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	# de SE	1,268.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BT-Correctivo-Traccion conductor	km de red	319.76	1,037	1,061	1,083	1,105	1,126
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	97	99	101	103	105
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	127	130	133	135	138
BT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	# de Fusibles	103.47	181	185	188	192	195
BT	MT/BT-Correctivo-Reparación de línea rota	# de Líneas	319.76	261	267	272	278	283
BT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	# de Aisladores	25.34	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de Retenidas	# de Retenidas	74.85	1,417	1,449	1,479	1,508	1,538
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro.	# de Conductores	1,001.11	622	637	650	663	676
BT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	# de capacitores	8,183.36	19	19	19	20	20
BT	MT-Correctivo-Substituir regulador	# de reguladores de tensión	10,293.94	1	1	1	1	1
BT	MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	# de llaves falla	116.05	9,057	9,245	9,410	9,578	9,750
BT	MT/BT-Correctivo-Refensado de retenidas poste hormigón	# de Retenidas	54.27	708	725	740	754	769
BT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	322	331	339	346	354
BT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	279	285	290	295	301
BT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	# de Acometidas	37.84	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	BT-Correctivo-Mant. Acometida por falso contacto	# de Acometidas	27.13	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	# de SE	3,829.22	6	6	6	6	6
BT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	4,502	4,595	4,677	4,761	4,846
BT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	# de Pararrayos	22.27	116	119	121	123	125
BT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	# de Aisladores	30.18	1,181	1,205	1,227	1,249	1,271
BT	MT/BT-Preventivo-Reubicación crucetas	# de crucetas	156.34	682	698	712	726	740



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

BT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	# de Transformador	861.82	345	354	363	371	379
BT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesta a tierra	#deSE	484.96	5	5	5	5	5
BT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	#deSE	363.06	14	14	15	15	15





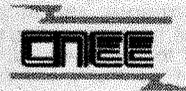
ANEXO RESOLUCION CNEE-149-2019

ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	Año Tarifa: CURA [USD/act]	Año Tarifa:				
				1	2	3	4	5
MT	MT/BI-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	13,781	14,102	14,392	14,675	14,964
MT	MT/BI-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	3,496	3,578	3,651	3,723	3,796
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes concreto	#de Postes	75.56	805	824	841	858	874
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,217	1,246	1,271	1,296	1,322
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	225.31	4,083	4,178	4,264	4,348	4,433
MT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	403	412	420	429	437
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	527	540	551	562	573
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	304	311	318	324	330
MT	MT/BI-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	448	458	468	477	486
MT	MT/BI-Preventivo-Medición de fierros	#de Puntos	39.39	9,899	10,129	10,338	10,541	10,748
MT	MT/BI-Preventivo-Mejora de fierros	#de Puntos	92.11	4,949	5,065	5,169	5,270	5,374
MT	MT/BI-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
MT	MT/BI-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	3,445	3,526	3,598	3,669	3,741
MT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de pararrayos	#de Pararrayos	83.77	471	482	492	502	511
MT	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	#de Transformador	866.36	478	490	502	513	524
MT	MT/BI-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	1,884	1,928	1,968	2,006	2,046
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	#de Transformador	27.13	377	386	394	401	409
MT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	#de SE	1,268.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Correctivo-Traccionar conductor	km de red	319.76	861	881	900	917	935
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	81	82	84	86	87
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	105	108	110	112	115
MT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	#de Fusibles	103.47	150	154	156	159	162
MT	MT/BI-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Líneas	319.76	216	222	226	231	235
MT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	#de Aisladores	25.34	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	74.85	1,176	1,204	1,228	1,253	1,277
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro.	#de Conductores	1,001.11	517	529	540	550	561
MT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	#de capacitores	8,183.36	16	16	16	16	17
MT	MT-Correctivo-Substituir regulador	#de reguladores de tensión	10,293.94	0	0	0	1	1
MT	MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	#de llaves loca	116.05	7,521	7,677	7,814	7,953	8,096
MT	MT/BI-Correctivo-Retensado de retenidas poste hormigón	#de Retenidas	54.27	588	602	614	626	639
MT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	268	275	281	288	294
MT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	232	237	241	245	250
MT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	#de Acometidas	37.84	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	BT-Correctivo-Mantenimiento Acometida por falso contacto	#de Acometidas	27.13	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	#deSE	3,829.22	5	5	5	5	5
MT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	3,738	3,816	3,884	3,953	4,024
MT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	#de Pararrayos	22.27	97	99	100	102	104
MT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	#de Aisladores	30.18	981	1,001	1,019	1,037	1,055
MT	MT/BI-Preventivo-Reubicación crucetas	#decrucetas	156.34	566	579	591	603	615
MT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	#de Transformador	861.82	287	294	301	308	314
MT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesta a tierra	#deSE	484.96	4	4	4	4	4
MT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	#deSE	363.06	12	12	12	12	13
BT	MT/BI-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	16,596	16,983	17,332	17,673	18,021
BT	MT/BI-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	415	425	433	442	451
BT	MT/BI-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	4,210	4,308	4,397	4,484	4,572
BT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes concreto	#de Postes	75.56	970	992	1,013	1,033	1,053
BT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,466	1,500	1,531	1,561	1,592
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	225.31	4,917	5,031	5,135	5,236	5,339
BT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	485	494	506	516	526
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	635	650	663	676	690
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	366	375	383	390	398
BT	MT/BI-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	539	552	563	574	586
BT	MT/BI-Preventivo-Medición de fierros	#de Puntos	39.39	11,921	12,198	12,449	12,694	12,944
BT	MT/BI-Preventivo-Mejora de fierros	#de Puntos	92.11	5,960	6,099	6,225	6,347	6,472
BT	MT/BI-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	415	425	433	442	451
BT	MT/BI-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171
BT	MT/BI-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	4,149	4,246	4,333	4,418	4,505

BT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de pararrayos	#de Pararrayos	83.77	567	580	592	604	616
BT	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	#de Transformador	866.36	575	590	604	618	631
BT	MT/BI-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	2,269	2,322	2,370	2,416	2,464
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	#de Transformador	27.13	454	464	474	483	493
BT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	#de SE	1,268.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BI-Correctivo-Traccionar conductor	km de red	319.76	1,037	1,061	1,083	1,105	1,126
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	97	99	101	103	105
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	127	130	133	135	138
BT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	#de Fusibles	103.47	181	185	188	192	195
BT	MT/BI-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Líneas	319.76	261	267	272	278	283
BT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	#de Aisladores	25.34	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	74.85	1,417	1,449	1,479	1,508	1,538
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro.	#de Conductores	1,001.11	622	637	650	663	676
BT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	#de capacitores	8,183.36	19	19	19	20	20
BT	MT-Correctivo-Substituir regulador	#de reguladores de tensión	10,293.94	1	1	1	1	1
BT	MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	#de llaves loca	116.05	9,057	9,245	9,410	9,578	9,750
BT	MT/BI-Correctivo-Retensado de retenidas poste hormigón	#de Retenidas	54.27	708	725	740	754	769
BT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	322	331	339	346	354
BT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	279	285	290	295	301
BT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	#de Acometidas	37.84	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	BT-Correctivo-Mant. Acometida por falso contacto	#de Acometidas	27.13	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	#deSE	3,829.22	6	6	6	6	6
BT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	4,502	4,595	4,677	4,761	4,846
BT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	#de Pararrayos	22.27	116	119	121	123	125
BT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	#de Aisladores	30.18	1,181	1,205	1,227	1,249	1,271
BT	MT/BI-Preventivo-Reubicación crucetas	#decrucetas	156.34	682	698	712	726	740
BT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	#de Transformador	861.82	345	354	363	371	379
BT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesta a tierra	#deSE	484.96	5	5	5	5	5
BT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	#deSE	363.06	14	14	15	15	15

(174343-2)-28-junio



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
RESOLUCIÓN CNEE-150-2019

Guatemala, 25 de junio de 2019

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, Ley General de Electricidad, en su artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; y 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 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 Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fecha 28 de enero de 2019, emitió la Resolución CNEE-56-2019, mediante la cual se amplió la vigencia del pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, con fundamento en el

artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Y que, mediante la Resolución CNEE-148-2019, de fecha veinticinco de junio de dos mil diecinueve, aprobó el Estudio Tarifario que sirve de base para emitir el pliego tarifario de Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima; por lo que, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 95, 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 Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima a sus usuarios finales, durante el quinquenio 2019-2024.

CONSIDERANDO:

Que, para el efecto, la Ley General de Electricidad, entre otras consideraciones, establece, en el artículo 60, que los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes; y, en el artículo 61, que las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior; las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Asimismo, se establece, en el artículo 71, que las tarifas a consumidores finales del servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; y, en el artículo 78, se establece que la metodología para la determinación de las tarifas y sus fórmulas de ajuste no podrán ser modificadas durante su período de vigencia, salvo si sus reajustes triplican el valor inicial de las tarifas inicialmente aprobadas.

CONSIDERANDO:

Que, para el efecto, el Reglamento de la Ley General de Electricidad, entre otras consideraciones, establece, en el artículo 97, que las distribuidoras deberán contratar con firmas consultoras especializadas para la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución; así mismo, los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución; en el artículo 92, que las fórmulas de ajuste de las componentes de costo del VAD se ajustarán con fórmulas representativas de las estructuras de costos calculadas en conjunto con las tarifas base, de acuerdo a los estudios previstos en el referido artículo 97, y que se considerará además un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, que se aplicará anualmente.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 85, establece, entre otras consideraciones, que las proyecciones de costos considerarán, entre otros, el crecimiento previsto de la demanda y los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, los que, a su vez, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la que verificará su consistencia y procederá a su aprobación. Al respecto, esta Comisión analizó los programas de inversión propuestos por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, considerando aquellos necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como las actividades de operación y mantenimiento; estableciéndose además, entre otros, las condiciones de su inclusión en la proyección de costos de inversión, características, forma de reconocimiento, verificación y ajustes y factores de reducción, que correspondan, según la ejecución de los referidos programas de inversión, de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Adicionalmente, se estableció otro conjunto de programas de inversión que, por las características requeridas para cada uno, podrán posteriormente ser incluidos en las fórmulas de ajuste correspondientes, establecidas en el presente pliego, hasta cuando dichos programas sean efectivamente ejecutados por la Distribuidora; entre estos programas se incluyen, entre otros, aquellos para mejorar el control y calidad de la prestación del servicio de distribución, la seguridad y la atención al usuario, así como, para ampliar la cobertura del servicio eléctrico; estableciéndose también, entre otros, las condiciones de su posterior inclusión, características, forma de reconocimiento y verificación que correspondan según la ejecución de los referidos programas de inversión. Los resultados de la ejecución de cada uno de estos programas de inversión serán incluidos en las fórmulas de ajuste a los cargos de distribución y cargos por consumidor correspondientes de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a la metodología y procedimientos establecidos en la presente resolución.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 76, establece que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica. En este mismo sentido, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece, en el artículo 80, que la Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de Gran Usuario, en la zona en la que se le autorizó a prestar el servicio, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad; y, en el artículo 95, que las tarifas a usuarios del servicio de Distribución Final, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias determinadas en función de dichas tarifas, los cargos por corte y reconexión, serán aprobados cada cinco años y tendrán vigencia por ese período, salvo que la Comisión determine la necesidad de una revisión extraordinaria de tarifas base. Así mismo, el reglamento referido estipula, en su artículo 98, 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; y, en el artículo 99, que, una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica; las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación.

CONSIDERANDO:

Que para fines de publicación, de conformidad con lo estipulado en el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la presente resolución se estima de observancia general, siendo de interés del Estado la publicación de las tarifas y condiciones generales que deben regir para toda la población del servicio de distribución final que atiende Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, ya que los efectos de la misma abarcan a toda la población que atiende dicha Distribuidora, sin realizar particulares distinciones, de conformidad con lo estipulado en el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo número 112-2015, de fecha veintiséis de marzo de dos mil quince, que contiene el "Tarifario de los Servicios que presta la Dirección General del Diario de Centro América y Tipografía Nacional".

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 su Reglamento,

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, que atiende Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, para el período comprendido del uno de julio de dos mil diecinueve al treinta de junio de dos mil veinticuatro, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

BT: Baja Tensión

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima

LGE: Ley General de Electricidad

MT: Media Tensión

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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

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 período 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 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 y subestaciones); por lo que, al estar dentro de dicha franja, la distribuidora está obligada, sin costo para el 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 de: 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, para prestar el Servicio de Distribución Final.

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 o el usuario tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o a aquellos que estando afuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitarle un aporte monetario con carácter reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora, hacer efectiva la garantía de pago correspondiente 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 el artículo 48 de la Ley General de Electricidad; en los artículos del 71 al 74 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en la resolución CNEE-02-2009.
6. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web, todos los formularios y formatos de documentos, así como afiches informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar la solicitud y gestiones para la 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 establecidos, cumplan con la normativa vigente.

La Distribuidora deberá remitir, en un plazo de sesenta (60) días a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, una copia en formato digital de todos los documentos indicados en el párrafo anterior. Posterior a este envío, cada vez que la distribuidora requiera modificar o adicionar nuevos formularios, formatos, afiches informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE, en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

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

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

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

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. 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 ponderada 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; el monto resultante deberá ser devuelto al usuario, a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía de pago, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio. Con base a lo anterior, el monto que se reconocerá quinquenalmente en tarifas por concepto del diferencial de tasas (activa y pasiva) de las garantías de pago, será el que la distribuidora demuestre que efectivamente haya pagado a los usuarios que hayan cancelado el servicio, en el quinquenio anterior.

9. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida a suministrar por la Distribuidora incluye: los conductores desde la red BT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición a suministrar por la Distribuidora incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro 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, incluyendo la caja, ductos e instalaciones para recibir o instalar el medidor y la acometida, 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 y cajas de registro, 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 treinta (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 para este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de

Electricidad; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

12. Conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, al monto de facturación por servicios de electricidad se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así mismo, ante petición de la distribuidora, la Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.

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

14. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) 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 o corte del servicio de energía eléctrica por parte de la Distribuidora, podrá realizarse únicamente de manera individual para cada Usuario y cuando se presenten los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y haya sido notificado previamente. Para efectos del corte inmediato al que se refiere el artículo de la Ley antes indicado, la Distribuidora debe tener en cuenta el plazo máximo de treinta días, luego de la emisión de la segunda factura, del que dispone el usuario para pagar el servicio de electricidad, de acuerdo a lo establecido en el inciso 10 de la presente resolución; (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. En ningún caso la Distribuidora podrá desconectar o cortar el servicio de distribución a un Usuario que no haya incurrido en las causales antes indicadas; en este sentido, la Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada en sus redes de distribución que afecte a usuarios que no hayan incurrido en las causales del referido artículo. Durante el período en el cual el Usuario tenga cortado el servicio de distribución final, la Distribuidora no deberá estimar consumos al Usuario.

16. La reconexión del servicio para el usuario al que se le haya cortado el servicio por las causas mencionadas en el numeral anterior, se realizará, dentro de las veinticuatro (24) horas posteriores a que hayan desaparecido las causas que originaron la suspensión del servicio y, cuando aplique, que el Usuario haya abonado las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, 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 costos de generación que se reconocerán en las tarifas, corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos, cargos, abonos y servicios resultantes de la operación de la Distribuidora en el Mercado Mayorista que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa correspondiente; la Distribuidora como responsable de la representación de los usuarios en el Mercado Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar: i) La correcta y eficiente administración y liquidación de los contratos de suministro, de acuerdo a las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refieren en el artículo 62 de la Ley General de Electricidad; ii) Que los costos, cargos, abonos y servicios que le sean asignados a la Distribuidora correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa respectiva, debiendo reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica. La Comisión no reconocerá en las tarifas, costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad, así como aquellos que no cumpla con la debida defensa de los derechos de los usuarios de acuerdo con las literales i) y ii) del presente numeral.

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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, poniéndolas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al

contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Tarifa Social

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

20. La Distribuidora, dentro del plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Pliego Tarifario, deberá incluir en su página web una herramienta que permita a cada usuario verificar de forma mensual su facturación, sugiriéndole otras opciones tarifarias, con las cuales puede obtener un ahorro. Esta herramienta podrá ser fiscalizada por la CNEE en la forma y con los medios que determine.

La Distribuidora está obligada a proporcionarle al Usuario toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas 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 costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada 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. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.

22. La categoría tarifaria para usuarios afectos a la Ley de Tarifa Social se define a continuación: **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 sin medición de potencia. 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. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

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

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De conformidad con lo establecido 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.". Con base en ello, en el presente Pliego Tarifario, luego de analizar los programas de inversión presentados por la Distribuidora en sus estudios tarifarios, esta Comisión aprobó la inclusión en la proyección de costos de inversión a reconocer en tarifas, los programas de inversión necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento, para la prestación del Servicio de Distribución Final a los usuarios de forma adecuada; mismos que se definen más adelante como "Programas de Inversión Recurrentes".

Adicionalmente, se estableció un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-4-2018 (Términos de Referencia -TDRs-), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominó "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión corresponden a montos globales reconocidos y/o que serán reconocidos dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

24. **Programas de Inversión Recurrentes.** En el presente pliego tarifario se aprobó la inclusión, dentro de los cargos de distribución y cargos por consumidor, programas de inversión recurrentes y de los cuales se tenía la información necesaria para su proyección e inclusión en tarifas, los cuales corresponden a las inversiones necesarios para atender de forma eficiente la actividad de distribución, así como los costos de operación y mantenimiento, para la prestación del Servicio de Distribución Final a los usuarios de forma adecuada, de conformidad con lo establecido en la normativa vigente. Así mismo en cumplimiento con lo establecido en el artículo 92 del RLGE, se establecen en el presente pliego tarifario los factores de reducción anual, que consideran el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, los cuales se aplicarán anualmente; por lo que en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, se adicionaron los Factores de Reducción (K_{CDBT} , K_{CDMT} , K_{CFBT} y K_{CFMT}), para determinar y reflejar la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y los efectivamente requeridos por la Distribuidora.

Para poder fiscalizar que las inversiones y actividades proyectadas y reconocidas en el presente pliego tarifario sean efectivamente ejecutadas, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora contrate firmas de reconocido prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se

establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso y en el anexo de la presente resolución. Los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas; para el efecto, se deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de las contratas que realicen las actividades, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros, y costos auditados. Las especificaciones de las auditorías, supervisiones y sus informes serán establecidos en los Términos de Referencia antes indicados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente; en caso las actividades no sean realizadas, se procederán a realizar los descuentos que correspondan. A continuación, se indican los programas de inversión incluidos en la proyección de costos y por consiguiente reconocidos en las tarifas de distribución, aprobados en el presente pliego tarifario:

a. Programa de inversión, referente a sedes u oficinas comerciales y actividades asociadas mínimas: En el presente Pliego Tarifario se reconocieron 29 oficinas comerciales, que le permitirán a la Distribuidora brindar al usuario una atención adecuada de acuerdo a lo requerido por ésta. El Monto de Inversiones Reconocidas (MIRECCF) para este programa es el siguiente:

		Año tarifario 1	Año tarifario 2	Año tarifario 3	Año tarifario 4	Año tarifario 5
MIRECCFBT _n	Monto anual (USD)	2,217,044	2,293,306	2,368,960	2,435,443	2,499,352
MIRECCFMT _n	Monto anual (USD)	673	704	735	766	796

El Monto de Inversiones Reconocidas indicados previamente incluye: costos de personal, costos de teléfono, internet, correo, costos de seguridad y vigilancia, costos de suministro de electricidad y agua, costos de suministros de oficina y varios, costos de servicio de limpieza, costos de alquiler y mantenimiento de las agencias comerciales, costos de muebles y útiles y costos de equipos de computación.

Para realizar el cálculo del Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas (MIRCF), se deberá tomar en cuenta el siguiente costo anual por agencia:

		Año tarifario 1	Año tarifario 2	Año tarifario 3	Año tarifario 4	Año tarifario 5
MIRCFBT _n	Monto anual por agencia (USD)	76,450	79,080	81,688	83,981	86,185
MIRCFMT _n	Monto anual por agencia (USD)	23	24	25	26	27

La Distribuidora tiene la obligación de mantener dichas oficinas comerciales, así como los servicios proyectados y reconocidos. Anualmente, en el informe de auditoría indicado en el segundo párrafo del numeral 24 del presente pliego, la Distribuidora deberá reportar sobre la existencia y prestación del servicio de dichas inversiones reconocidas, la Comisión podrá fiscalizar el cumplimiento de lo antes indicado. A continuación, se prestan los montos e inversiones reconocidos en el presente pliego tarifario:

b. Programa de inversión, referente a las Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales: comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente deberá ser supervisada y auditada la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento correspondientes a los montos de inversión reconocidos (MIRECBT y MIRECMT) que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. Esta labor de supervisión y auditoría corresponde a la indicada en el segundo párrafo del numeral 24 del presente pliego.

c. Programa de inversión, referente a la adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas ("retranqueos"): Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones para cumplir con las normas y medidas de seguridad, derivadas, por invasión, de construcciones realizadas por terceros, para las cuales la Distribuidora cuenta con las servidumbres correspondientes o sus instalaciones están sobre bienes de dominio público. Las frecuencias y costos unitarios de estas actividades correspondientes a los montos de inversión reconocidos (MIRECBT y MIRECMT) en el presente pliego tarifario, son las siguientes:

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	Año Tarifario:					
			1	2	3	4	5	
MT	MT/BT-Preventivo-Retraneos	#de postes	CURA [USD/actividad]	FRA año				
			406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
BT	MT/BT-Preventivo-Retraneos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171

En cumplimiento a los programas de inversión incluidos en la proyección de costos en el presente Pliego Tarifario, la Distribuidora deberá informar a la Comisión, conforme a lo dispuesto en la Resolución CNEE-50-2011, sobre todas las actividades realmente ejecutadas semestralmente, así como entregar los informes de auditoría y/o supervisión que se requieran de acuerdo a los formatos que establezca esta Comisión.

25. **Programas de Inversión Específicos.** En el presente pliego tarifario se aprueba la ejecución de programas de inversión específicos, relacionados a mejoras en el

control y calidad en la prestación del servicio de distribución, de seguridad y atención al usuario, los que, por sus características, no son recurrentes en su ejecución y por consiguiente no se cuenta con información histórica correspondiente para su adecuada proyección e inclusión en los costos que integran el cálculo de las tarifas evitando así trasladarle a los usuarios de la distribuidora, posibles sobrecostos por estimación. Los costos para la ejecución de los programas de inversión específicos que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, corresponderán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución o puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIJT, CPIECFTB y CPIECFMT).

Para poder fiscalizar la ejecución y costos de estos programas de inversión específicos, la Comisión emitirá Términos de Referencia en los que establecerá las condiciones para que la Distribuidora contrate firmas de reconocido prestigio y comprobada experiencia, con la finalidad de realizar auditorías y/o supervisiones para la CNEE en las que se establezca la efectiva ejecución de las actividades e inversiones contenidas en los referidos programas, que se detallan en el presente inciso y el anexo de la presente resolución; los informes finales y periódicos que deberán presentar dichas firmas, deberán ser pormenorizados detallando las inversiones y actividades efectivamente realizadas, para el efecto el informe deberá incluir fotografías, órdenes de trabajo, informe de actividades de las contrataciones que realicen las actividades, registros informáticos, facturaciones, informes de las inspecciones y supervisiones realizadas, ubicación geo-posicionada cuando corresponda, entre otros y costos auditados. Los costos por auditoría y supervisión se reconocerán en los ajustes a los cargos por distribución y por consumidor dentro del CAS (Costos de Auditorías y Supervisiones); la CNEE adicionalmente podrá fiscalizar y supervisar dicha actividad, así como a la auditoría que se practique y el informe que se presente.

Así, estos costos eficientes de capital y operación que podrán ser trasladados a tarifa, cuando:

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

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

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

- i. Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: Comprende la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- ii. Programa de inversión referente al Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo: Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs. Guatemala como firmante del referido Convenio de Estocolmo, lo ratificó mediante el Decreto 60 - 2007 del Congreso de la República y lo ha instrumentalizado mediante los Acuerdos Gubernativos 284-2008 del Ministerio de Relaciones Exteriores y 465 - 2011 del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
- iii. Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- iv. Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario - SIIAU-. La distribuidora en un plazo máximo de dieciocho (18) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIIAU-; este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

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

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

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

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

- v. Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad - SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, en un plazo no mayor a dieciocho (18) meses, la Distribuidora deberá implementar el Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-, el cual tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

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

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

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

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

- vi. Programas de inversión referentes al cumplimiento de los niveles de calidad definidos en las NTSD:
 - a. Puntos de backup (BUP): Inversiones con enfoque en la calidad de servicio y producto técnico. Derivado de los estudios de confiabilidad de la calidad desarrollados en los Estudios del Valor Agregado de Distribución, se determinó que, para llegar de forma óptima a índices de la calidad de servicio y producto técnico establecidos en las NTSD, es necesario llevar a cabo la construcción de obras que permitan reducir la longitud de un gran número de alimentadores y una metodología para generar puntos de Back Up, que puedan mejorar la calidad de servicio. A continuación, se listan los puntos de Back Up, actividades y cantidades máximas a reconocer correspondientes a este programa:

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	RAXRUHA	35	10100025	10100278	113
2	PEDRO DE ALVARADO	14	10100067	10000035	71
3	MONTE RICO	14	10100132	10000023	56
4	TAXISCO	14	10000023	10100002	69
5	SAN JACINTO	35	10000037	10100046	26

6	CONCEPCION LAS MINAS	14	10000026	10000028	54
7	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	14	10100045	10000031	28
8	LOS AMATES	35	10100014	10000064	81
9	MONJAS	14	10000012	10000025	22
10	SAN ANTONIO LA PAZ	35	10000055	10100023	55
11	SAN CARLOS ALZATATE	35	10100022	10100023	65
12	SAN PEDRO PINULA	35	10100057	10100039	74
13	MOYUTA	14	10100010	10100067	55
14	AGUA BLANCA	14	10000028	10000006	68
15	MORALES	35	10000029	10100241	20
16	MAYALAN	35	10100172	10100030	115
17	ORATORIO	14	10000014	10100011	44
18	SANTA BARBARA	14	10100043	10000008	59
19	CAMOTAN	14	10100225	10100224	45
20	LA TINTA	14	10100237	10000041	57
21	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	14	10000054	10100260	46
22	LÁGUNA DE GUIJA	14	10100281	10100282	19
23	LA CANOA	14	10100004	10100193	11
24	VADO HONDO	14	10000033	10100224	33
25	SANTA MARIA IXHUATAN	14	10000015	10100011	51
26	SALACUIM	35	10100171	10100030	86
27	SAN JERONIMO	14	10000021	10100043	32
	TOTAL				1,458

b. Equipos de protección y maniobra para la mejora de la calidad del servicio: comprende los costos de los equipos instalados en la red de la Distribuidora, para la detección de fallas y actuación por parte de estos para la mejora en la calidad del servicio; dichos equipos podrán ser reconocidos cuando se demuestre fehacientemente que los mismos han sido puestos en operación. La cantidad y costo máximo que podrán ser reconocidos en la vigencia del pliego tarifario, se muestran en la tabla a continuación:

COD_UC	Unidad Constructiva (UU.CC.)	UNIDAD	COSTO UNITARIO DE LA UU.CC.	CANTIDADES OPTIMAS	
			[USD/unidad]	URBANO	RURAL
EPM001T	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	UNIDAD	421.30		2,844
EPM003T	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	UNIDAD	774.27		3,720

vii. Programa de inversión para el Combate de Pérdidas No Técnicas (PNT): Este plan tiene una componente de inversión en la red (CAPEX) y una componente de gestiones y actividades comerciales (OPEX):

a. Componente de CAPEX: Para cumplir con la reducción de las pérdidas no técnicas se deberá buscar la opción tecnológica óptimamente dimensionada y económicamente adaptada entre las que se listan a continuación:

1. Sustitución del cable trenzado (dúplex, triplex, etc.) por cable concéntrico, instalación de caja de policarbonato en el medidor e instalación de caja de derivación.
2. Medición en poste con caja de derivación.
3. Otra opción tecnológica óptimamente dimensionada y económicamente adaptada propuesta por la Distribuidora para su evaluación y análisis por parte de la CNEE

b. Componente de OPEX: La Distribuidora podrá realizar las actividades necesarias para cumplir con la reducción de las pérdidas no técnicas, La cantidad y costo máximo que podrán ser reconocidos en la vigencia del pliego tarifario, se muestran en las tablas que se presentan a continuación:

Acciones de normalización por iniciativa*					
Iniciativa	1	2	3	4	5
Masivos	25,239	25,744	25,128	26,227	17,311
Grandes Clientes	250	250	250	250	250
Verificaciones	7,548	7,548	7,548	7,548	7,548
Total	33,037	33,542	32,926	34,025	25,109

*Todas estas actividades, acciones y conceptos, corresponden a los presentados por la Distribuidora en los estudios tarifarios.

Costo acciones de normalización por iniciativa (Costos operativos - USD del 2016)					
Iniciativa	Año Tarifario				
	1	2	3	4	5
Masivos	1,151,111	1,167,551	1,142,985	1,180,123	885,059
Grandes Clientes	205,422	205,422	205,422	205,422	205,422
Gestión de Conflictividad	2,450,836	2,294,490	2,212,147	695,951	695,951
Control de pérdidas	286,651	287,224	272,429	277,990	252,397
Costos segregados	377,878	365,018	353,784	217,781	188,184
Total	4,471,897	4,319,705	4,186,767	2,577,266	2,227,012

26. El pago de los Costos de Auditorías y Supervisiones (CAS) por parte de la Distribuidora, se realizará en el plazo máximo definido en los Términos de Referencia que establezca la Comisión para este tipo de auditorías y supervisiones.

27. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados,

la Distribuidora antes del 30 de abril de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a las tarifas lo que corresponda.

Finalizado el Periodo Tarifario, aprobado en la presente Resolución, aquellos componentes de los Programas de Inversión que correspondan al Valor Nuevo de Reemplazo, serán incorporados en los próximos Estudios Tarifarios que sean aprobados en el establecimiento de las tarifas de la Distribuidora, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. Los gastos y costos de explotación que hayan sido liquidados en el presente pliego, no podrán ser considerados en los subsiguientes pliegos tarifarios.

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

28. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, fueron aprobados por la CNEE mediante Resolución CNEE-95-2019, por lo que para el período 1 julio de 2019 al 30 de abril del 2020, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PPSTTS	53.770833	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.884392	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	99.653353	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	75.941868	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFBTO	12.432099	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
CFBTS	11.039378	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.112445	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.047715	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTTS	1.142688	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión Social
FPPBT_MT	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMTTS	1.071490	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPMTTS_BT	1.071491	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión por Ajuste de Pérdidas de Baja Tensión
FPPBT	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	0.539836	394.080620	1.000000	1.000000

33. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%Estss	26.714944%	49.612540%	23.672515%

34. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPoITS	0.910500	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.885747	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.886405	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión
FAMT_BT	0.886406	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión por pérdidas de Baja Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

35. BTSS - BAJA TENSIÓN SIMPLE SOCIAL

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSS} = CF_{BTSS0} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

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

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

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

36. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

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

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

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}	160.09	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

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

FÓRMULAS DE AJUSTE

37. Ajuste Trimestral:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

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

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

$$APO_n = \sum COR_n$$

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 Eléctrico (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:

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

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

38. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

MPRE^{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.

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
EF_{i,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa j. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE'_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE_{i+1} radica en que en para PTE'_{i+1} los factores por pérdidas de energía se igualan a 1.

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

Dónde:

MPAE^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE'_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE_{i+1} radica en que para PTE'_{i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE_{i+1} - 1)
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE_n y la energía considerada en CED_n.

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

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

39. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Dónde:

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

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

Dónde:

MPRP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
CCPR^{TS}_n	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarD} (DF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{ntarTOT} (EF_{i,j+1} \cdot PTP'_{i,j+1})}{CPD_n} \right)$$

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 (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{i,j+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,j+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,j+1} radica en que para PTP'_{i,j+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1

ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

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

Dónde:

MPAP^{TS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP'_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con PTP_{i+1} radica en que para PTP'_{i+1} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP_{i+1} - 1)
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social, real para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el 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 $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

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

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

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

Dónde:

$$K_{CDBT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRBT_p}{CDBT \cdot D_{max,baseBT} \cdot 12} \right)$$

Dónde:

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 51.511464%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banaguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48.488536%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDBT,N}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
MINRBT_p	Monto de Inversiones No Requeridos de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", 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 235,954.05 kW

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

Dónde:

$$K_{CDMT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRMT_p}{CDMT \cdot D_{max,baseMT} \cdot 12} \right)$$

Dónde:

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 45.307746%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banaguat.gob.gt), vigente el último día del mes

	anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 54.692254%
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 _{CDMT,N}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D _{max,m,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPIMT _p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
MINRMT _p	Monto de Inversiones No Requeridas de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
D _{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 291,423.89 kW

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

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 44.88%
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
Ap ₀	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 24.27%
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
Ac ₀	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 0%
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
Ah ₀	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 11%
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
Ae ₀	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 19.85%
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
At ₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

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

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

Donde:

Es la sumatoria de todos los costos, beneficios o descuentos correspondientes

a los Programas de Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto 1 hasta el proyecto x, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión o Baja Tensión, a moneda del 30 de diciembre de 2016.

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

Monto de Inversiones No Requeridas (MINR) de los Programas de Inversión Recurrentes, asignables a los Cargos por Distribución:

$$\sum_n MINR$$

Donde:

Es la diferencia monetaria entre la cantidad de actividades e inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego de los Programas de Inversión Recurrentes, y las actividades e inversiones efectivamente realizadas para el mismo año, y determina la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y los efectivamente requeridos por la distribuidora en el año tarifario evaluado; los costos o inversiones efectivamente realizados deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones reconocidas en el presente pliego, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste al cargo de distribución correspondiente.

Donde:

a. Años tarifarios

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de julio de 2019	30 de junio de 2020
2	1 de julio de 2020	30 de junio de 2021
3	1 de julio de 2021	30 de junio de 2022
4	1 de julio de 2022	30 de junio de 2023
5	1 de julio de 2023	30 de junio de 2024

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

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

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

Donde:

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

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

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", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

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

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

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

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

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$

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

Donde:

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

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

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

MIRMT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Media Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de

auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.
 FRAI_n: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"
 FERA_{i,n}: Frecuencia Efectivamente Realizada de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"
 CURAI: Costo Unitario Reconocido de la Actividad de Media Tensión "i"

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

El MINR de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los factores de reducción (K_{CFBT} y K_{CFMT}), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

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

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

Donde:

$$K_{CFBT,N} = \left(\frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRCF_{BT,p}}{CFBT_0 \cdot Usu_{BT} \cdot 12} \right)$$

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 15.549018%
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 84.450982%
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_{CFBT,N}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECF_{BT,p}	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.
MINRCF_{BT,p}	Monto de Inversiones No Requeridas asignable a los Cargos por Consumidor en Baja Tensión, de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n".
CFBT₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
Usu_{BT}	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,382

Costos de Programas de Inversión Específicos asignables a los Cargos por Consumidor (CPIECF):

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-4-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario.

Monto de Inversiones No Requeridas asignable a los Cargos por Consumidor (MINRCF) de los Programas de Inversión Recurrentes:

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

Donde:

Es la diferencia monetaria entre el monto de inversiones reconocidas para cada año del período tarifario aprobado en el presente pliego de los Programas de Inversión Recurrentes, y el monto por inversiones efectivamente realizadas o ejecutados para el mismo año, y determina la mejora en la eficiencia respecto a los costos reconocidos y

los efectivamente requeridos por la distribuidora en el año tarifario evaluado; los costos o inversiones efectivamente realizados deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones reconocidas en el presente pliego, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS) de estas actividades, serán incluidos en el ajuste al cargo de distribución correspondiente.

Donde:

a. Años tarifarios

Año tarifario	Inicio	Fin
1	1 de julio de 2019	30 de junio de 2020
2	1 de julio de 2020	30 de junio de 2021
3	1 de julio de 2021	30 de junio de 2022
4	1 de julio de 2022	30 de junio de 2023
5	1 de julio de 2023	30 de junio de 2024

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

$$MINRCFBT = MIRECCFBT_n - MIRCFBT_n$$

En caso MIRCFBT_n sea mayor que MIRECCFBT_n, el MINRCFBT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFBT_n: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"
 MIRCFBT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Baja Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

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

$$MINRCFMT = MIRECCFMT_n - MIRCFCMT_n$$

En caso MIRCFCMT_n sea mayor que MIRECCFMT_n, el MINRCFMT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFMT_n: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"
 MIRCFCMT_n: Monto de Inversiones Efectivamente Realizadas en Media Tensión para el año tarifario "n", en caso la Distribuidora no presente la información, o informes de auditoría y supervisión requeridos, que demuestre la efectiva ejecución de las actividades o inversiones, este valor será igual a 0.

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

El MINRCF de Baja y Media Tensión remanente de los años 4 y 5, serán liquidados en los factores de reducción (K_{CFBT} y K_{CFMT}), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

42. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR_m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

43. Ajuste Anual de los Precios Base:

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

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

Donde:

PEST_t	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, BTSLAP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTD, MTD, MTHD, BTDA, MTD
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 MAYO DE 2019

44. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2019:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de mayo de 2019, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.065309	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2019
FACD _{MT}	1.092717	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2019
FACF _{BT}	1.093970	Factor de Ajuste de Cargo por Consumidor en Baja Tensión al 31 de mayo de 2019
FACACYR _m	1.106363	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2019

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de julio de 2019 al 31 de enero de 2020.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE JULIO AL 31 DE JULIO DE 2019

45. Tarifas para el período del 1 de julio al 31 de julio de 2019:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	12.076749	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.723990	Q / kWh
- Cargo por energía	1.070687	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.653304	Q / kWh

46. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de julio de 2019 al 31 de enero de 2020 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTSS}	177.11	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.

VI. Disposiciones Transitorias y Finales

47. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACD_{BT} y FACD_{MT}), cargos por consumidor (FACF_{BT} y FACF_{MT}) y cargo por corte y reconexión (FACACYR_m), se realizará en el mes de enero del año dos mil veinte, considerando los meses transcurridos dentro de este período. Los posteriores ajustes a los cargos indicados se realizarán cada seis meses. Los factores contenidos en las fórmulas de los ajustes a los cargos por distribución y cargos por consumidor, correspondientes a: K_{CDBT}, K_{CDMT}, K_{CFBT}, K_{CFMT}, C_{PIBT}, C_{PIMT}, C_{PIECFBT} y C_{PIECFMT}; se calcularán en el mes de julio del año dos mil veinte, considerando los meses transcurridos dentro de este período, los posteriores cálculos a los factores indicados se realizarán anualmente.

48. Los valores del Ajuste Trimestral así como su vigencia y el de la tasa de interés por mora corresponden a lo establecido en la Resolución CNEE-125-2019. En el mes de julio del dos mil diecinueve, se calculará el Ajuste Trimestral y la tasa de interés por mora correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el artículo 87 del RLGE y la metodología aprobada en la presente resolución y su periodicidad correspondiente.

49. 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.

50. La presente resolución entrará en vigencia el uno de julio de dos mil diecinueve.

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director

Ingeniero Julio Baudillo Campos Bonilla
Director

Licenciado David Estuardo Hennera Bejarano
Secretaría General a.i.

SECRETARIO GENERAL a.i.

ANEXO RESOLUCIÓN CNEE-150-2019

ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	CURA (USD/actividad)	Año Tarifario:				
				1	2	3	4	5
MT	MT/BI-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	13,781	14,102	14,392	14,675	14,964
MT	MT/BI-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	3,496	3,578	3,651	3,723	3,796
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes concreto	#de Postes	75.56	805	824	841	858	874
MT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,217	1,246	1,271	1,296	1,322
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	225.31	4,083	4,178	4,264	4,348	4,433
MT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	403	412	420	429	437
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	527	540	551	562	573
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	304	311	318	324	330
MT	MT/BI-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	448	458	468	477	486
MT	MT/BI-Preventivo-Medición de tierras	#de Puntos	39.39	9,899	10,129	10,338	10,541	10,748
MT	MT/BI-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	92.11	4,949	5,065	5,169	5,270	5,374
MT	MT/BI-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	345	353	360	367	374
MT	MT/BI-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
MT	MT/BI-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	3,445	3,526	3,598	3,669	3,741
MT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de pararrayos	#de Pararrayos	83.77	471	482	492	502	511
MT	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	#de Transformador	866.36	478	490	502	513	524
MT	MT/BI-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	1,884	1,928	1,968	2,006	2,046
MT	MT/BI-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	#de Transformador	27.13	377	386	394	401	409
MT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	#de SE	1,268.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BI-Correctivo-Tractionar conductor	km de red	319.76	861	881	900	917	935
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	81	82	84	86	87
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	105	108	110	112	115
MT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT-Correctivo-Cambio de fusible	#de Fusibles	103.47	150	154	156	159	162
MT	MT/BI-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Líneas	319.76	216	222	226	231	235
MT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	#de Aisladores	25.34	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	74.85	1,176	1,204	1,228	1,253	1,277
MT	MT/BI-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro	#de Conductores	1,001.11	517	529	540	550	561
MT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	#de capacitores	8,183.36	16	16	16	16	17
MT	MT-Correctivo-Substituir regulador	#de reguladores de tensión	10,293.94	0	0	0	1	1
MT	MT-Correctivo-Manobras de reposición del servicio	#de llaves fasa	116.05	7,521	7,677	7,814	7,953	8,096
MT	MT/BI-Correctivo-Relensado de retenidas poste hormigón	#de Retenidas	54.27	588	602	614	626	639
MT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	268	275	281	288	294
MT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	232	237	241	245	250
MT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	#de Acometidas	37.84	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	BT-Correctivo-Mantenimiento Acometida por falso contacto	#de Acometidas	27.13	3,203	3,288	3,366	3,439	3,514
MT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	#deSE	3,829.22	5	5	5	5	5
MT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	3,738	3,816	3,884	3,953	4,024
MT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	#de Pararrayos	22.27	97	99	100	102	104
MT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	#de Aisladores	30.18	981	1,001	1,019	1,037	1,055
MT	MT/BI-Preventivo-Reubicación crucetas	#decrucetas	156.34	566	579	591	603	615
MT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	#de Transformador	861.82	287	294	301	308	314
MT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesta a tierra	#deSE	484.96	4	4	4	4	4
MT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	#deSE	363.06	12	12	12	12	13
BT	MT/BI-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	16,396	16,983	17,332	17,673	18,021
BT	MT/BI-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	415	425	433	442	451
BT	MT/BI-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	4,210	4,308	4,397	4,484	4,572
BT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes concreto	#de Postes	75.56	970	992	1,013	1,033	1,053
BT	MT/BI-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,466	1,500	1,531	1,561	1,592
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	225.31	4,917	5,031	5,135	5,236	5,339
BT	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	485	496	506	516	526
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	635	650	663	676	690
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	366	375	383	390	398
BT	MT/BI-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	539	552	563	574	586
BT	MT/BI-Preventivo-Medición de tierras	#de Puntos	39.39	11,921	12,198	12,449	12,694	12,944
BT	MT/BI-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	92.11	5,960	6,099	6,225	6,347	6,472
BT	MT/BI-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	415	425	433	442	451
BT	MT/BI-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171
BT	MT/BI-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	4,149	4,246	4,333	4,418	4,505
BT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de pararrayos	#de Pararrayos	83.77	567	580	592	604	616
BT	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	#de Transformador	866.36	575	590	604	618	631
BT	MT/BI-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	2,269	2,322	2,370	2,416	2,464
BT	MT/BI-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	#de Transformador	27.13	454	464	474	483	493
BT	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	#de SE	1,268.75	28	29	29	30	30
BT	MT/BI-Correctivo-Tractionar conductor	km de red	319.76	1,037	1,061	1,083	1,105	1,126
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	97	99	101	103	105
BT	MT/BI-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	127	130	133	135	138
BT	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084

BT	MT-Correctivo-Cambio de fusible	#de Fusibles	103.47	181	185	188	192	195
BT	MT/BT-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Líneas	319.74	261	267	272	278	283
BT	MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	#de Aisladores	25.34	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	74.85	1,417	1,449	1,479	1,508	1,538
BT	MT/BT-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro	#de Conductores	1,001.11	622	637	650	663	676
BT	MT-Correctivo-Substituir capacitor	#de capacitores	8,183.34	19	19	19	20	20
BT	MT-Correctivo-Substituir regulador	#de reguladores de tensión	10,293.94	1	1	1	1	1
BT	MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	#de llaves faco	116.05	9,057	9,245	9,410	9,578	9,750
BT	MT/BT-Correctivo-Retensado de retenidas poste hormigón	#de Retenidas	54.27	708	725	740	754	769
BT	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	28.83	322	331	339	346	354
BT	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	83.77	279	285	290	295	301
BT	BT-Correctivo-Rep. Acometida	#de Acometidas	37.84	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	BT-Correctivo-Moni. Acometida por falso contacto	#de Acometidas	27.13	3,857	3,959	4,053	4,142	4,232
BT	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	#deSE	3,829.22	6	6	6	6	6
BT	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	21.37	4,502	4,595	4,677	4,761	4,846
BT	MT-Preventivo-Reubicación pararrayos	#de Pararrayos	22.27	116	119	121	123	125
BT	MT-Preventivo-Reubicación aisladores	#de Aisladores	30.18	1,181	1,205	1,227	1,249	1,271
BT	MT/BT-Preventivo-Reubicación crucetas	#decrucetas	156.34	682	698	712	726	740
BT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	#de Transformador	861.82	345	354	363	371	379
BT	SE MT-Preventivo-Adecuación puesto a tierra	#deSE	484.96	5	5	5	5	5
BT	SE MT-Preventivo-Revisión Iemografía	#deSE	363.06	14	14	15	15	15

(174344-2)-28-junio



EMPRESA PORTUARIA NACIONAL SANTO TOMÁS DE CASTILLA

ACUERDO DE JUNTA DIRECTIVA No. 04-2019

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA EMPRESA PORTUARIA NACIONAL SANTO TOMÁS DE CASTILLA.

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a la Ley Orgánica de la Empresa Portuaria Nacional Santo Tomás de Castilla, Decreto 4-93, Ley de Acceso a la Información Pública, Decreto Número 57-2008 y cumplimiento de las demás leyes que rigen la materia, siendo una entidad descentralizada del Estado, que goza de autonomía para adquirir derechos y contraer obligaciones, como también en el control y manejo de su información por los diferentes medios públicos establecidos.

CONSIDERANDO:

Que la Empresa como entidad descentralizada del Estado y la naturaleza de sus funciones como administradora del Puerto Santo Tomás de Castilla, está sujeta y susceptible al uso y manejo adecuado de la información que procesa en la gestión de las operaciones financieras y contables, así como aquellas de orden eminentemente reservada por el giro de negocio, comprometiendo su patrimonio generado de la prestación de servicios portuarios en el sector transporte.

CONSIDERANDO:

Que para el cumplimiento de dichas disposiciones la Junta Directiva, giró instrucciones a la Gerencia General a efecto que las Direcciones presenten la información que se considere de carácter sensible y reservada de la Empresa, para protección de los intereses de la EMPORNAC, sin menoscabo a los intereses de personas individuales o jurídicas legalmente constituidas.

POR TANTO:

En uso de las facultades que le confieren los Artículos Diecinueve y Veinte (19 y 20) de la Ley Orgánica de la Empresa Portuaria Nacional Santo Tomás de Castilla, Decreto Cuatro guión Noventa y Tres (4-93), del Congreso de la República de Guatemala y Acuerdo Gubernativo No. 3 de fecha 05 de Julio del año 2,017 del Organismo Ejecutivo.

ACUERDA:

Artículo 1. Aprobar, el Uso y Manejo de Información Reservada de la Empresa, con el objeto de proteger los intereses y la buena marcha de los negocios, se establece y describe la información reservada de la Empresa Portuaria Nacional Santo Tomás de Castilla, como se indica a continuación:

Ord. DOCUMENTACIÓN RESERVADA

- Información sobre litigio de tierras propiedad de la Empresa Portuaria Nacional Santo Tomás de Castilla.
- Información sobre estados de cuenta en mora por concepto de arrendamiento o pago de servidumbre de paso, de los Arrendatarios o Usuarios de ductos.
- Plan de Protección de Instalaciones Portuarias – PPIP.
- Registros de Circuito Cerrado de Televisión – CCTV.
- Registros del Sistema Biométrico de la Empresa.
- Contraseñas a nivel de Servidores Centrales.
- Protocolos de Seguridad Perimetral.
- Configuraciones de equipos de comunicación, estaciones de trabajo y servidores centrales a nivel de los sistemas de información.
- Licencias de Software.
- Las fuentes a nivel de desarrollo de aplicaciones.
- Estructura física, lógica de la red y servidores centrales.
- Diagramas de entidad relación a nivel de programación.
- Contraseñas a nivel de Base de Datos.
- Contraseñas de usuario a nivel de red y aplicación.
- Copias de respaldo de la Base de Datos y aplicaciones
- Imágenes que provengan de las Inspecciones No Intrusivas de Contenedores, Furgones y Carga por medio de un Sistema de Rayos X.

Artículo 2. Plazo de la Información. La Información pública clasificada como Reservada de la Empresa Portuaria Nacional Santo Tomás de Castilla, es para un plazo de siete (7) años a partir de la vigencia del presente Acuerdo, de conformidad con lo que establece el Artículo 25., literal 4, del Decreto Número 57-2008 del Congreso de la República de Guatemala.

Artículo 3. No tienen acceso al uso y manejo de información reservada de la Empresa, las personas individuales y/o jurídicos particulares, que efectúen solicitudes de información y esta ponga en riesgo los negocios y patrimonio general de la Empresa.

Artículo 4. Es responsabilidad de la Gerencia General, Unidad de Auditoría Interna, Unidad de Asesoría, Direcciones, Departamentos, Secciones y Subsecciones, velar por el debido cumplimiento de lo establecido en el presente Acuerdo, para protección de los intereses de la Empresa.

Artículo 5. Para el control adecuado uso y manejo de la información la Oficina de Acceso a la Información Pública de la Empresa, deberá velar y cumplir porque la información establecida como Información Reservada en este Acuerdo, no se pueda facilitar copia física ni digital a las personas individuales y/o jurídicas que se describe en el Artículo 2., del presente Acuerdo, a menos que lo dicte un Juez competente como lo establece el Artículo 24., de la Constitución Política de la República de Guatemala.

Artículo 6. La Unidad de Asesoría Jurídica de la Empresa, deberá emitir el Dictamen Legal correspondiente a la Oficina de Acceso a la Información Pública y Autoridad Administrativa Superior para establecer si es procedente o no el suministro de Información Reservada de la Empresa.

Artículo 7. Casos No previstos. Los casos no previstos en el presente Acuerdo, serán resueltos por la Oficina de Acceso a la Información Pública de la Empresa, Subgerencia General, Gerencia General y/o Junta Directiva, según sea el caso que corresponda.

Artículo 8. Vigencia. El presente Acuerdo entrará en vigencia a partir del día de su publicación en el Diario Oficial de Centroamérica, debiendo darse a conocer a todas las Unidades de la Empresa, quienes deberán observar el debido cumplimiento a las disposiciones establecidas.