



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### RESOLUCIÓN CNEE-149-2019

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 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### 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, 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





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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,

### 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 No 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. Acróminos

**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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

**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. 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.
2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios de Tarifa No Social y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
3. 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).

4. 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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.

5. 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.

6. 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

- 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.

7. 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.

8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:
- a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

- b. Tarifas de Media Tensión del grupo b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media 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 MT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; 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.

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión; en este último caso, la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual o menor a 1.73% y de potencia igual o menor a 2.52%. El usuario podrá solicitar la reducción de estos valores de pérdidas, siempre y cuando presente las especificaciones y resultados de las pruebas de pérdidas del centro de transformación MT/BT y con esta información la Distribuidora aplicará lo demostrado por el usuario, reflejando dicha modificación en la siguiente facturación emitida.

- c. Tarifas del grupo c), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio de Peaje en Función de Transportista en media tensión o en baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, de la red de media tensión y la acometida; para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá a la Distribuidora la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La Distribuidora deberá suministrar los conductores desde la red de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora. La medición para estos usuarios será de acuerdo a las Normas de Coordinación Comercial.

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 para los grupos a) y b) 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; únicamente cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son causados por el 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 la cuadrilla que lo instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación. Cuando el medidor cuente con dispositivo para medir la



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

demanda máxima mensual del usuario, el distribuidor tiene la obligación de resetear el mismo al final del periodo de medición.

9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

14. 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 9 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.
15. 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.
16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de este servicio deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, entre otros. Se exceptúan los sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales.

Para este tipo de servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación o aplicar tarifas Pre-Pago si correspondiera. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, pudiendo devolver los mismos al Usuario o el valor de rescate de los materiales y equipos recuperados que la Distribuidora pueda reutilizar. Adjunto al reporte semestral remitido en



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora; de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

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.





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### III. Categorías Tarifarias

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al interesado o Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse; en caso que el interesado o Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrán darse las siguientes condiciones:

- a. Si el usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que definan las NTSD.
- b. Si la Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) detallado en el apartado III del presente pliego tarifario, supera el límite de 11 kW en dos períodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima Demandada excede el límite de 11 kW en el tercer mes, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses; dicha situación será informada por escrito al usuario. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son las más adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia Contratada si este fuera el caso. La distribuidora podrá hacer uso de la factura en su reverso para informar a los usuarios.

Adicionalmente, 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.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

20. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.
21. De acuerdo a lo establecido en el RLGE, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de la mayor Potencia Máxima Demandada en los tres meses anteriores; dicha situación será informada por escrito al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

22. Para la aplicación del presente pliego tarifario se definen los siguientes conceptos y cargos tarifarios:
- a. Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a que se le suministre una Potencia Máxima Demandada hasta el valor de la Potencia Contratada.
  - b. Potencia Máxima Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante cada uno de los días del período de facturación.
  - c. Potencia de Punta Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en períodos de 15 minutos, medidos durante el período de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada uno de los días del período de facturación.
  - d. Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el período de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

- nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
- e. Cargo por Comercialización Unitario Prepago (CCU): Es el cargo de comercialización por unidad de energía comprada para tarifas prepago.
  - f. 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 indicara la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
  - g. Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el período de facturación.
  - h. Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
  - i. Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
  - j. Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
  - k. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
  - l. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP): 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 máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante 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 indicara la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
  - m. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, 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 demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.

- n. Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, 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 demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- o. Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función del consumo adicional de la energía respecto al consumo típico del grupo tarifario, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función del costo establecido por compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- p. Cargo por Potencia de Punta (CPP): es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- q. Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el período de facturación.
- r. Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el período de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-.
- s. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
- t. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
- u. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):
- Baja Tensión Simple (BTS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no 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 consumida y medida durante el período de facturación. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
  - Baja Tensión Simple Horaria (BTSH):** Es una tarifa en Baja Tensión que podrá ser aplicada a usuarios conectados en baja tensión en general y para cualquier uso de la energía eléctrica. Esta tarifa se implementará a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo o utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentiva el uso de la energía en el periodo de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.

La medición se realizará con un medidor de energía simple por banda horaria, ajustado a las bandas horarias que sean definidas. Así mismo, cuando la CNEE, en coordinación o a requerimiento de la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de instalar los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) que resulte en un beneficio para los usuarios se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica. La Distribuidora no podrá utilizar las bases de datos de los usuarios para su comercialización u otros intereses, ajenos a la prestación del servicio de distribución final.

Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa), que se definirán al momento de su implementación.

- Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA):** es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía conectados en baja tensión, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de energía y el cargo mensual de potencia, para que permita la aplicación, facturación y



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.

- d. Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP): es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (prepago), que se podrá implementar cuando se determine su viabilidad técnica por la CNEE conjuntamente con la Distribuidora o a solicitud de ésta, en beneficio de los usuarios. Para dicha implementación la CNEE establecerá oportunamente los requisitos que deberán cumplir los usuarios para optar a esta opción tarifaria y coordinará con la Distribuidora la implementación de dicha tarifa.
- e. Baja Tensión Simple Luminarias AP (BTSLAP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de energía eléctrica para sistemas de alumbrado público municipal, correspondiente al conjunto de lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición; la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, esta tarifa corresponde únicamente al cobro por parte de la distribuidora, por el suministro de energía eléctrica que consumen las lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, de propiedad de los municipios; lo cual no debe confundirse con el cobro y la prestación del servicio de alumbrado público que prestan las municipalidades a sus vecinos, ya que de acuerdo a lo establecido en los artículos 68 y 72 del Código Municipal la prestación de este servicio es una competencia propia que deben cumplir los municipios, siendo las municipalidades las encargadas de regular y prestar los servicios públicos de su circunscripción territorial, por lo tanto tienen competencia para establecer, mantener, ampliar y mejorar este servicio, garantizando un funcionamiento eficaz, seguro y continuo, y en su caso, la determinación y cobro de tasas y contribuciones equitativas y justas.

- f. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de sistemas de iluminación privada exterior e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, iluminación privada (condominios y residenciales), objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
- g. Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

24. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):
- Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP): es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
  - Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD): es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el periodo de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.

Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

- Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

- e. Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- f. Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD): es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el periodo de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria. Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

- g. Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- h. Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

**25.** Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):

- a. Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT\_BT): Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

b. Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT\_MT): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

26. Los usuarios del grupo a) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnica de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTSH) y Baja Tensión Simple Pre-Pago, los usuarios del grupo a) que deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definan y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE. En el caso de la tarifa Pre-Pago, no requerirá un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.

27. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDTP y MTDFFP, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses. Estas tarifas tendrán una vigencia de hasta veinticuatro meses, contados a partir de la emisión del presente pliego y corresponderá a la Distribuidora incentivar el traslado a tarifas horarias durante este periodo.

28. Para las categorías tarifarias BTSH, BTHD y MTHD se incluyen los cargos por energía en la Banda Horaria de Valle adicional, mismos que se refieren a las compras adicionales a la energía consumida típicamente por cada grupo de usuarios a los que pertenecen dichas categorías tarifarias. En este sentido los usuarios tendrán derecho a la aplicación de dichos cargos, para consumos adicionales al porcentaje característico de compras del grupo tarifario correspondiente de acuerdo a su nivel de tensión. Así, los porcentajes de consumo típico de energía en la banda horaria de valle de cada grupo tarifario resultantes del estudio de caracterización y que se definen para su aplicación inicial, son los siguientes:

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTSH	23.672515%
BTHD	21.778348%
MTHD	28.066676%

Estos porcentajes podrán ser modificados por esta Comisión, cuando se determine que existen cambios en el consumo típico de los usuarios de estas categorías.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

29. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora dispondrá de un plazo máximo de doce meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente pliego tarifario, debiendo la Distribuidora realizar todas las adecuaciones comerciales, operativas, así como de instalaciones y equipos necesarios para la correcta aplicación de las nuevas tarifas. Asimismo, corresponderá a la Distribuidora implementar un programa para incentivar el uso y el traslado de los usuarios a estas tarifas horarias, según corresponda, buscando de esta manera privilegiar el uso eficiente de la energía y la potencia, en beneficio de todos los usuarios de la distribuidora.

Luego del periodo de implementación indicado en el párrafo anterior, ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

30. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.
31. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en las NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por distribución correspondiente.
32. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

#### **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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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.

**33. 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 contrataciones que



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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 <sub>n</sub>	Monto anual (USD)	2,217,044	2,293,306	2,368,960	2,435,443	2,499,352
MIRECCFMT <sub>n</sub>	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 <sub>n</sub>	Monto anual por agencia (USD)	76,450	79,080	81,688	83,981	86,185
MIRCFMT <sub>n</sub>	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 33 del presente pliego, la Distribuidora deberá reportar sobre la



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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 33 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.

- 34. 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

integran el cálculo de las tarifas evitando así trasladarle a los usuarios de la distribuidor, 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:

- i. Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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](mailto: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](mailto: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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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	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
			<b>TOTAL</b>		<b>1,458</b>

- 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

continuación:

1. Sustitución del cable trenzado (dúplex, tríplex, 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
<b>Total</b>	<b>33,037</b>	<b>33,542</b>	<b>32,926</b>	<b>34,025</b>	<b>25,109</b>

\*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
<b>Total</b>	<b>4,471,897</b>	<b>4,319,705</b>	<b>4,186,767</b>	<b>2,577,266</b>	<b>2,227,012</b>

35. 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.

36. **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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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

37. 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
PEST	1.020741	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No Sociales
PPST	53.770833	Q/kW- mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No Sociales
PEST <sub>BTS</sub>	0.971106	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	0.971035	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>BTSLAP</sub>	0.973058	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Luminarias AP
PEST <sub>VSC</sub>	0.969957	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.969363	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.969801	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDA</sub>	0.971161	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores



## 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

<b>PEST<sub>MTDFP</sub></b>	0.969865	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta
<b>PEST<sub>MTDP</sub></b>	0.969745	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
<b>PEST<sub>MTDA</sub></b>	0.969865	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoproductores
<b>PEST<sub>PUNTA</sub></b>	0.981803	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
<b>PEST<sub>INTERMEDIA</sub></b>	0.966413	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
<b>PEST<sub>VALLE</sub></b>	0.968869	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
<b>PEST<sub>VALLEa</sub></b>	0.802465	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
<b>PPOE<sub>VALLE</sub></b>	0.469658	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

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

### CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
<b>CFMT<sub>0</sub></b>	1,138.705336	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión
<b>CFBT<sub>0</sub></b>	12.432099	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
<b>CFMT-MTDA<sub>0</sub></b>	1,117.737071	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoproductores
<b>CFMT-MTD<sub>0</sub></b>	993.544063	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
<b>CFBT-BTDA<sub>0</sub></b>	576.255557	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoproductores
<b>CFBT-BTD<sub>0</sub></b>	496.772032	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
<b>CFBT-BTS<sub>0</sub></b>	11.039378	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple



**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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

<b>CFBT-BTSA<sub>0</sub></b>	13.247254	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoproductores
<b>CCU-BTSPP</b>	ND	Q/kWh	Cargo de Comercialización Unitario, Usuarios Baja Tensión Simple Pre-Pago

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

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

Cargo	Valor	Definición
<b>FPEBT</b>	1.112445	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
<b>FPEMT</b>	1.047715	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
<b>FPPBT</b>	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
<b>FPPBT_MT</b>	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
<b>FPPMT</b>	1.071490	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
<b>FPPMT_BT</b>	1.071491	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión por Ajuste de Pérdidas de Baja Tensión

**41. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:**

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
<b>BTS</b>	0.539836	394.080620	1.000000	1.000000				
<b>BTSA</b>	0.569157	415.484273	0.765856	0.765856				
<b>BTSLAP, APPN y AP</b>	0.494334	360.863668	1.000000	1.000000				
<b>VSC</b>	0.679931	496.349330	0.721978	0.721978				
<b>BTDP</b>			0.965555	0.965555		0.842820		0.651251
<b>BTDFP</b>			0.643436	0.643436		0.670592		0.716643
<b>BTHD</b>			0.762458	0.762458	0.910696	0.703764	0.744322	0.703609
<b>BTDA</b>			0.279817	0.279817	0.294686	1.000000	1.000000	0.705296
<b>MTDP</b>				0.552516		0.875525		0.880102
<b>MTDFP</b>				0.949555		0.806707		0.399744
<b>MTHD</b>				0.938797	0.955844	0.807206	0.901219	0.414266
<b>MTDA</b>				0.938797	0.964385	0.807206	0.901748	0.399744
<b>PeajeFT_BT</b>			0.846736	0.846736		0.894352		
<b>PeajeFT_MT</b>				0.846736		0.894352		

**42. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:**

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
<b>%E<sub>BTS</sub></b>	26.714944%	49.612540%	23.672515%



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

%E <sub>B</sub> TSA	23.652864%	36.380128%	39.967008%
%E <sub>B</sub> TSLAP, APPN y AP	32.777585%	2.055112%	65.167303%
%E <sub>V</sub> SC	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>B</sub> TDP	17.245989%	52.863795%	29.890216%
%E <sub>B</sub> TDFP	15.990433%	64.115976%	19.893591%
%E <sub>B</sub> TDA	25.076704%	38.723067%	36.200229%
%E <sub>M</sub> TDP	16.929070%	53.485379%	29.585550%
%E <sub>M</sub> TDFP	17.967314%	54.067148%	27.965538%
%E <sub>M</sub> TDA	17.967314%	54.067148%	27.965538%

### 43. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAP <sub>o</sub>	0.875481	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
kPP <sub>BTD</sub>	0.992133	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias BTD
kPP <sub>MTD</sub>	1.006420	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias MTD
kPBT <sub>BTD</sub>	0.986695	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Baja Tensión para las BTD
kPMT <sub>BTD</sub>	0.986695	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las BTD
kPMT <sub>MTD</sub>	1.007290	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las MTD

### 44. Ponderadores para el costo de potencia, a ser recuperado con cargo a la energía por banda horaria:

Ponderador	Valor	Definición
PP <sub>BTSH</sub>	0.400000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Punta. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PI <sub>BTSH</sub>	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PV <sub>BTSH</sub>	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.



45. Ponderador de asignación del PPOE<sub>VALLE</sub>:

Factor	Valor	Definición
%A	33.33%	Ponderador para trasladar los costos adicionales en la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

ESTRUCTURA TARIFARIA

46. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS0} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

47. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSH} = CF_{BTS0} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTSH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PP_{BTSH}}{\%EP_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTSH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PI_{BTSH}}{\%EI_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTSH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### e. Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa)

$$CUEVa_{BTSH} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPENT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \\ \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

Cargos por energía de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 1 y 5 de las fórmulas correspondientes

Cargos por potencia de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de las fórmulas correspondientes

## 48. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSA} = CF0_{BTSA} \cdot FACF_{BT}$$

### b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \cdot FPEBT \cdot FPENT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPMT \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior

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

## 49. BTSP – BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO

### a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSP} = CCU_{BTSP} \cdot FACF_{BT} + PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPENT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \\ \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 2 y 6 de la fórmula anterior

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 3, 4 y 5 de la fórmula anterior

## 50. BAJA TENSIÓN SIMPLE LUMINARIAS AP (BTS LAP)

### a. Cargo Unitario por Energía (CUE)



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

$$CUE_{BTSLAP} = PEST_{BTSLAP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \\ + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 51. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

#### a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APPN} = PEST_{BTSLAP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 52. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

#### a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 53. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

#### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF_{BTDO} \cdot FACF_{BT}$$

#### b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

#### c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \cdot kPP_{BTDP}$$

#### d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot kPBT_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot kPMT_{BTDP} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \\ \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### 54. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{BTDO} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \cdot kPP_{BTD}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot kPBT_{BTD} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} \\ + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot kPMT_{BTD} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

### 55. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF_{BTDO} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{BTHD} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTHD} \cdot FCIP_{BTHD} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \\ \cdot FACD_{MT}$$

### 56. MTDp – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF_{MTDO} \cdot FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

### d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot kPMT_{MTD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 57. MTDFF – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF_{MTDO} \cdot FACF_{MT}$$

### b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT$$

### c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

### d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot kPMT_{MTD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 58. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF_{MTDO} \cdot FCF_{MT} \cdot FACF_{MT}$$

### b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT$$

### c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT$$

### d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT$$

### e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{MTHD} = PEST_{VALLE\alpha} \cdot FPEMT + AT$$

### f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTHD} \cdot FCIP_{MTHD} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

### g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTHD} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FPCont_{MTHD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 59. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDA} = CF_{BTDA0} \cdot FACF_{BT}$$

### b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCIP_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

### d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \\ \cdot FACD_{MT}$$

## 60. MTDA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDA} = CF_{MTDA0} \cdot FACF_{MT}$$

### b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FPEMT + AT$$

### c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTDA} \cdot FCIP_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

### d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 61. PeajeFT\_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

### a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

### b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

### c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{PeajeFT\_BT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

### d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT\_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT \\ \cdot FCRedBT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

## 62. PeajeFT\_MT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN

### a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)

$$CEP_{Peaje\_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEMT - 1)$$

### b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)

$$CEI_{Peaje\_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEMT - 1)$$



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)

$$CEV_{Peaje\_MT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPMT - 1)$$

### d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{Peaje\_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{Peaje\_MT} \cdot FCI_{Peaje\_MT} \cdot (FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{Peaje\_MT} \cdot FCI_{Peaje\_MT} \cdot FPPMT\_BT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior

Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior

### 63. 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.

$$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP\_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP\_0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH\_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH\_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH\_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH\_0}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifa BTS, BTSH, BTSA, BTSPP
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTS- BTSA-BTSPP_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSA, BTSPP
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD

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

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR<sub>BTS- BTSH- BTSA-BTSPP_0</sub></b>	160.09	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSPP.
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP- BTDA-BTHD_0</sub></b>	199.47	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
<b>CACYR<sub>MTDP- MTDFP-MTDA-MTHD_0</sub></b>	272.34	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD.



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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

### FÓRMULAS DE AJUSTE

#### 64. 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:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
<b>CP<sub>i</sub></b>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
<b>CE<sub>i</sub></b>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>APP<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>tarD</b>	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



**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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	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).
<b>PTP<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
<b>ntarETNS</b>	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 (BTS LAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>PFP<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

<b>APE<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, 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 (BTS LAP), 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 (BTSH), 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).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>PTE<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
<b>PFE<sub>t,i+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	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





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	<p>Mercado Mayorista, ii) Cargos 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.</p> <p>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.</p>
--	--

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

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{ntrTNS} EF_{t,n-1}$$

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en trimestre n
<b>n - 1</b>	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:

<b>AT<sub>n</sub></b>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
<b>MR<sub>n+1</sub></b>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
<b>EP<sub>n+1</sub></b>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
<b>APENR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
<b>APPNR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

### 65. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

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

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

Donde:



<b>APEN<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

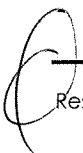
Donde:

<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCER<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> .

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

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	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.
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>ntarTOT</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSa), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), 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).
<b>PTE' <sub>t,i+1</sub></b>	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 <sub>t,i+1</sub> radica en que en para PTE' <sub>t,i+1</sub> los factores por pérdidas de energía 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE''_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSa), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP), 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).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>PTE''<sub>t,i+1</sub></b>	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 <sub>t,i+1</sub> radica en que para PTE'' <sub>t,i+1</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>t,i+1</sub> - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

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

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

### 66. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

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

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

Donde:



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

<b>APPNR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

Donde:

<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> .

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

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
<b>CPD<sub>n</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>ntarD</b>	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).
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	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)
<b>PTP'<sub>t,i+1</sub></b>	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 Tarifa No Social). 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

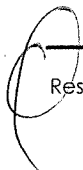
<b>ntarETOT</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).

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

Donde:

<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
<b>ntarETNS</b>	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).
<b>PTP''<sub>t,i+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTP <sub>t,i+1</sub> radica en que para PTP'' <sub>t,i+1</sub> los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ( PTP <sub>t,i+1</sub> - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	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)
<b>ntarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MDTP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MDTFP), 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).
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> y las demandas máximas consideradas en CPD <sub>n</sub> .

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





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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

### 67. 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:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.511464%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48.488536%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CDBT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
<b>CPIBT<sub>p</sub></b>	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.
<b>MINRBT<sub>p</sub></b>	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.
<b>CDBT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
<b>D<sub>max,baseBT</sub></b>	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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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

Donde:

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

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 45.307746%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 54.692254%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CDMT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
<b>Cuota</b>	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
<b>CDMT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>D<sub>max,m,MT</sub></b>	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.
<b>CAS</b>	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
<b>CPI<sub>MTp</sub></b>	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.
<b>MINR<sub>MTp</sub></b>	Monto de Inversiones No Requeridos de los Programas de Inversión



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
<b>Dmax,baseMT</b>	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:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 44.88%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	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
<b>Ap<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	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%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	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
<b>Ac<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	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
<b>Ah<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 11%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	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
<b>Ae<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>At</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.85%





## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

<b>At<sub>N</sub></b>	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
<b>At<sub>0</sub></b>	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 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:

$$\sum MINR$$

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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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:

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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  $K_{CFDMT}$ ), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

### Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

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

Donde:

<b>FACF<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 15.549018%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

<b>FAA</b>	Es el Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 84.450982%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CFBT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
<b>CPIECFBT<sub>p</sub></b>	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.
<b>MINRCFBT<sub>p</sub></b>	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".
<b>CFBT<sub>0</sub></b>	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
<b>Us<sub>BT</sub></b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,382

$$FACF_{MT} = \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) * \left( 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIECFMT_p}{CFMT_0 * Us_{MT} * 12} - K_{CFMT,N} \right)$$

Donde:

$$K_{CFMT,N} = \left( \frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRCFMT_p}{CFMT_0 * Us_{MT} * 12} \right)$$

Donde:

<b>FACF<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
<b>PD<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 15.549018%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
<b>FAA</b>	Es el Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 84.450982%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CFMT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CFMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
<b>CPIECFMT<sub>p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Media Tensión.
<b>MINRCFMT<sub>p</sub></b>	Monto de Inversiones No Requeridos asignable a los Cargos por Consumidor en Media Tensión, de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n".
<b>CFMT<sub>0</sub></b>	Cargo por Consumidor Base en Media Tensión
<b>UsuMT</b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Media Tensión, igual a 113

### 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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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<sub>n</sub> sea mayor que MIRECCFBT<sub>n</sub>, el MINRCFBT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFBT<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

MIRCFBT<sub>n</sub>: 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:

$$MINRCFMT = MIRECCFMT_n - MIRCFT_n$$

En caso MIRCFT<sub>n</sub> sea mayor que MIRECCFMT<sub>n</sub>, el MINRCFMT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFMT<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"

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



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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.

### 68. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
<b>IPC<sub>m</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

### 69. 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:

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

$$PEST_{VALLEa} = \%A * PPOE_{VALLE} + (1 - \%A) * PEST_{VALLE}$$

Donde:

<b>PEST<sub>t</sub></b>	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, BTSLAP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTD, MTD, MTD, BTDA, MTDA
<b>PE<sub>PUNTA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
<b>%E<sub>PUNTA</sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
<b>PE<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
<b>%E<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

	Intermedia
$PE_{VALLE}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_{iVALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa $t$ , en la Banda Horaria de Valle
$PE_{STVALLEg}$	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para las tarifas: BTSH, BTHD y MTHD
$PPOE_{VALLE}$	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
$\%A$	Porcentaje de asignación del $PPOE_{VALLE}$ , por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor será definido por la Comisión.

### AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2019

#### 70. 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 $CFBTS_0$ y $CFBTD_0$ al 31 de mayo de 2019
$FACF_{MT}$	1.093970	Factor de Ajuste del $CFMTD_0$ al 31 de mayo de 2019
$FACAC_{YR_m}$	1.106363	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2019
$FCF_{BT}$	1.100000	Factor Diferenciador para tarifas sin proyección de clientes en BTH, este parámetro se ajustará de acuerdo a los costos que se obtengan para la implementación de la medición inteligente ( <i>Smart-Metering</i> ), y se definirá un Cargo por Consumidor (CF) específico para los usuarios que utilicen dicho sistema.
$FCF_{MT}$	1.100000	Factor Diferenciador para tarifas sin proyección de clientes en MTH, este parámetro se ajustará de acuerdo a los costos que se obtengan para la implementación de la medición inteligente ( <i>Smart-Metering</i> ), y se definirá un Cargo por Consumidor (CF) específico para los usuarios que utilicen dicho sistema.

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



**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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002**PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE JULIO AL 31 DE JULIO DE 2019****71. Tarifas para el período del 1 de julio al 31 de julio de 2019:**

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>		
Cargo por Consumidor	12.076749	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.812863	Q / kWh
- Cargo por energía	1.165410	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.647453	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	ND	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA)</b>		
Cargo por Consumidor	14.492099	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.635639	Q / kWh
- Cargo por energía	1.165328	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.470312	Q / kWh
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)</b>		
Cargo por Consumidor	543.453699	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.163890	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	46.536146	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	103.284118	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	543.453699	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.163379	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	24.674161	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	60.261530	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

Cargo por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	ND	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	ND	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	630.406291	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.165475	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	16.985106	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	38.979428	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo por Consumidor	1,086.907399	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049578	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	24.556951	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	33.799557	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	1,086.907399	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049704	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	38.886292	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	24.309861	Q /kW-mes
<b>Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	ND	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	ND	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	1,222.770824	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049704	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	43.864908	Q /kW-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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

Cargo por Potencia Contratada	23.875281	Q /kW-mes
<b>Tarifa Baja Tensión Simple Luminarias (BTSLAP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.874736	Q / kWh
- Cargo por energía	1.167686	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.707050	Q / kWh
<b>Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.874736	Q / kWh
- Cargo por energía	1.167686	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.707050	Q / kWh
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.535205	Q / kWh
- Cargo por energía	1.164071	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.371133	Q / kWh
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.168069	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.165521	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.165928	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	157.569657	Q /kW-mes
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.048448	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.047714	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.047831	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	62.233632	Q /kW-mes

72. 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
<b>CACYR<sub>BTS-BTSH—BTSA-BTSP</sub><sub>m</sub></b>	177.11	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD</sub><sub>m</sub></b>	220.68	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD</sub><sub>m</sub></b>	301.31	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, BTDA, MTHD.

**VI. Disposiciones Transitorias y Finales**



## 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](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

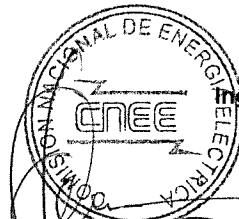
73. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACD<sub>BT</sub> y FACD<sub>MT</sub>), cargos por consumidor (FACF<sub>BT</sub> y FACF<sub>MT</sub>) y cargo por corte y reconexión (FACACYR<sub>m</sub>), se realizará en el mes de enero del año dos mil veinte, considerando los meses transcurridos 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<sub>CDBT</sub>, K<sub>CDMT</sub>, K<sub>CFBT</sub>, K<sub>CFMT</sub>, CPIBT, CPIMT, C<sub>PIECFBT</sub> y C<sub>PIECFMT</sub>; 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.
74. 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-124-2019. 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.
75. 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.
76. La presente resolución entrará en vigencia el uno de julio de dos mil diecinueve.

**PUBLÍQUESE.-**

---

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos  
Presidente

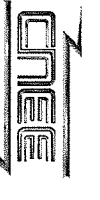
Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco  
Director



Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla  
Director

Licenciado David Estuardo Herrera Bejarano  
Secretario General a.i.

**SECRETARIO GENERAL a.i.**

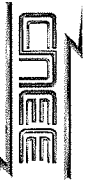


COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

**ANEXO RESOLUCION CNEE-149-2019**

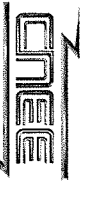
**ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO**

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	CURA [USD/act]	Año Tarifario:				
				1	2	3	4	5
MT	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea	#de km	37.64	13,781	14,102	14,392	14,675	14,964
MT	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas	# de km	23.99	345	353	360	367	374
MT	MT/BT-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	161.56	3,496	3,578	3,651	3,723	3,796
MT	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes Concreto	#de Postes	75.56	805	824	841	858	874
MT	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes madera	#de Postes	33.12	1,217	1,246	1,271	1,296	1,322
MT	MT/BT-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/BT-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	406.59	403	412	420	429	437
MT	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	304.17	527	540	551	562	573
MT	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	304	311	318	324	330
MT	MT/BT-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	448	458	468	477	486
MT	MT/BT-Preventivo-Medición de tierras	#de Puntos	39.39	9,899	10,129	10,338	10,541	10,748
MT	MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	92.11	4,949	5,065	5,169	5,270	5,374
MT	MT/BT-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	345	353	360	367	374
MT	MT/BT-Preventivo-Retrانqueos	#de postes	406.59	2,425	2,482	2,533	2,582	2,633
MT	MT/BT-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	#de km	310.97	3,445	3,526	3,598	3,669	3,741

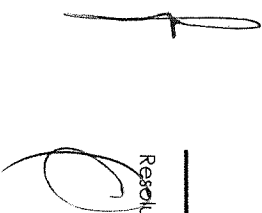
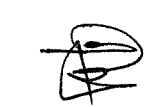



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
4<sup>a</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

MT	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	23	24	24	25	25
MT	MT/BT-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/BT-Preventivo-Revision de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	1,884	1,928	1,968	2,006	2,046
MT	MT/BT-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/BT-Correctivo-Traccionar conductor	km de red	319.76	861	881	900	917	935
MT	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	81	82	84	86	87
MT	MT/BT-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/BT-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Líneas	319.76	216	222	226	231	235
MT	MT-Preventivo-Limpieza de disyadores	#de Aisladores	25.34	3,922	4,003	4,075	4,148	4,222
MT	MT/BT-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	74.85	1,176	1,204	1,228	1,253	1,277
MT	MT/BT-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 foca	116.05	7,521	7,677	7,814	7,953	8,096
MT	MT/BT-Correctivo-Relansado 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/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-Ancldjes	#de Ancldjes	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

**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

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

BT	MI/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	169.65	366	375	383	390	398
BT	MI/BT-Preventivo-Limpieza de conductores	#de km	51.02	539	552	563	574	586
BT	MI/BT-Preventivo-Medición de tierras	#de Puntos	39.39	11,921	12,198	12,449	12,694	12,944
BT	MI/BT-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	92.11	5,960	6,099	6,225	6,347	6,472
BT	MI/BT-Preventivo-Reconductorado	#de km	1,892.89	415	425	433	442	451
BT	MI/BT-Preventivo-Retranqueos	#de postes	406.59	2,921	2,989	3,050	3,110	3,171
BT	MI/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 MI-Preventivo-Limpieza SE	#de SE	468.75	28	29	29	30	30
BT	MI/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	MI/BT-Preventivo-Revisión de centros transformación y suministros	#de Transformador	62.58	2,269	2,322	2,370	2,416	2,464
BT	MI/BT-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	#de Transformador	27.13	454	464	474	483	493
BT	SE MI-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	#de SE	1,268.75	28	29	29	30	30
BT	MI/BT-Correctivo-Traccionar conductor	km de red	319.76	1,037	1,061	1,083	1,105	1,126
BT	MI/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	406.59	97	99	101	103	105
BT	MI/BT-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	300.87	127	130	133	135	138
BT	MI-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	65.03	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084
BT	MI-Correctivo-Cambio de Fusible	#de Fusibles	103.47	181	185	188	192	195
BT	MI/BT-Correctivo-Reparación de línea rota	#de Lineas	319.76	261	267	272	278	283
BT	MI-Preventivo-Limpieza de aisladores	#de Aisladores	25.34	4,723	4,821	4,907	4,995	5,084



**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**

4<sup>a</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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 foca	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-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/BT-Preventivo-Reubicación cruces	#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

se formularon las discrepancias al referido Estudio Tarifario. En ese sentido, y siguiendo el procedimiento estipulado en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y artículo 98 bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad, correspondió la conformación de la Comisión Pericial.

**CONSIDERANDO:**

Que mediante Resolución CNEE-54-2019, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ordenó el nombramiento de la Comisión Pericial a la que se refiere el artículo 75 de la Ley General de Electricidad, la que, dentro del plazo de sesenta días, contados desde su conformación, debía pronunciarse sobre las discrepancias con el Estudio presentado por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**. Dicha Comisión Pericial remitió su pronunciamiento el tres de mayo del año en curso, a través de la cual se confirmó que los referidos estudios tarifarios entregados por la distribuidora no estaban fundamentados en el marco legal vigente ni conforme a los términos de referencia; por lo que, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente, determinó la omisión por parte de la distribuidora de haber realizado las correcciones a los mismos, quedando facultada esta Comisión de acuerdo a lo establecido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que la CNEE efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora. Posterior al pronunciamiento de la Comisión Pericial, con fecha veinticuatro de mayo del año en curso, la distribuidora presentó a esta Comisión, de manera adicional al procedimiento para la determinación de las tarifas que establece la Ley General de Electricidad y su Reglamento, el documento denominado Informe de Etapa G: Estudio Tarifario G.2 Final (ajustado, según indicó la propia distribuidora, al dictamen de la Comisión Pericial) ("Nuevo Estudio Tarifario"), mismo que fue analizado.

**CONSIDERANDO:**

Que esta Comisión, luego del análisis y la revisión de los Estudios Tarifarios presentados por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, en cumplimiento a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y los términos de referencia aprobados y habiéndose pronunciado la Comisión Pericial, estableció la omisión por parte de la distribuidora de haber efectuado las correcciones a los Estudios Tarifarios presentados, de acuerdo a las observaciones señaladas en la Resolución CNEE-229-2018. En ese sentido, y derivado de la normativa citada con anterioridad y al establecerse que la distribuidora omitió realizar las correcciones a los Estudios Tarifarios, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, esta Comisión determina procedente aprobar el Estudio al Valor Agregado de Distribución realizando las correcciones a los estudios iniciados por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**; toda vez, que de acuerdo a lo expuesto en el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por mandato legal, aprobar un estudio tarifario que sirva de base para la fijación y publicación de las tarifas definitivas.

**CONSIDERANDO:**

Que para fines de publicación, en el Diario de Centro América, 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 y la normativa citada.

**RESUELVE:**

- I. Aprobar con correcciones los estudios tarifarios iniciados por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, los cuales serán la base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes.
- II. La presente resolución, entrará en vigencia a partir del día de su aprobación.

**PUBLIQUESE.-**

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos  
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco  
Director

Ingeniero Julio Claudio Campos Bonilla  
Director

Licenciado David Estuardo Herrera Bejarano  
Secretario General a.i.

SECRETARIO GENERAL a.i.



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### RESOLUCIÓN CNEE-149-2019

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 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, 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 periodo, 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 No Social**, que atiende **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, para el periodo 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. 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.
2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios de Tarifa No Social y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.
3. 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).

4. 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.

5. 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.

6. 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 -DUI-.
- 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.

7. 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.

8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:
  - a. Tarifas de Baja Tensión (del grupo a) y b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: 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.



b. Tarifas de Media Tensión del grupo b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media 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 MT de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; 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.

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión; en este último caso, la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual o menor a 1.73% y de potencia igual o menor a 2.52%. El usuario podrá solicitar la reducción de estos valores de pérdidas, siempre y cuando presente las especificaciones y resultados de las pruebas de pérdidas del centro de transformación MT/BT y con esta información la Distribuidora aplicará lo demostrado por el usuario, reflejando dicha modificación en la siguiente facturación emitida.

c. Tarifas del grupo c), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio de Peaje en Función de Transportista en media tensión o en baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, de la red de media tensión y la acometida; para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá a la Distribuidora la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La Distribuidora deberá suministrar los conductores desde la red de la distribuidora hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora. La medición para estos usuarios será de acuerdo a las Normas de Coordinación Comercial.

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 para los grupos a) y b) 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; únicamente cuando se demuestre que los daños a dichos equipos son causados por el 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 la cuadrilla que lo instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación. Cuando el medidor cuente con dispositivo para medir la demanda máxima mensual del usuario, el distribuidor tiene la obligación de resetear el mismo al final del periodo de medición.

9. Para los efectos de facturación, el periodo será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 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 periodos mayores a los anteriormente establecidos.

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. 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 9 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.

15. 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.

16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de este servicio deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, entre otros. Se exceptúan los sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales.

Para este tipo de servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y podrá requerir una garantía de pago de hasta dos (2) meses de facturación o aplicar tarifas Pre-Pago si correspondiera. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, pudiendo devolver los mismos al Usuario o el valor de rescate de los materiales y equipos recuperados que la Distribuidora pueda reutilizar. Adjunto al reporte semestral remitido en cumplimiento de la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD, la distribuidora deberá enviar un informe a la CNEE, que contengan los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidos, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista desacuerdo en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora; de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

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. Categorías Tarifarias

19. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final de la distribuidora deberán estar asignados a una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario. La Distribuidora hará del conocimiento de las tarifas disponibles al interesado o Usuario para que éste pueda establecer la tarifa que le aplique, de acuerdo a sus características y requerimientos de consumo, así como del nivel de tensión al que requiere conectarse; en caso que el interesado o Usuario no la pueda determinar, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario. Una vez establecida la tarifa correspondiente, esta tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses. Transcurrido este plazo podrán darse las siguientes condiciones:

- Si el usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que definan las NTSD.
- Si la Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) detallado en el apartado III del presente pliego tarifario, supera el límite de 11 kW en dos periodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima Demandada excede el límite de 11 kW en el tercer mes, la Distribuidora podrá reclasificar al usuario en alguna de las tarifas del grupo b), aplicando la categoría tarifaria que más convenga al usuario, la cual tendrá una vigencia mínima de seis (6) meses; dicha situación será informada por escrito al usuario. Luego de este periodo el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

A partir de la vigencia del presente pliego, la Distribuidora deberá verificar cada doce (12) meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son las más adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle de forma escrita a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa, o sobre el posible ajuste a la Potencia Contratada si este fuera el caso. La distribuidora podrá hacer uso de la factura en su reverso para informar a los usuarios.

Adicionalmente, 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.

20. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres grupos: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya Potencia Máxima Demandada es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que ostentan la calidad de Gran Usuario otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, y por consiguiente estén inscritos en el Registro de Grandes Usuarios y que utilizan la red de la Distribuidora para ser suministrados por un comercializador o generador.

21. De acuerdo a lo establecido en el RLGE, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda lo requerido están definidos en las NTSD. La Distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que corresponda; el valor de Potencia Contratada será establecido en unidades y décimas de kilovatio (000.0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de la mayor Potencia Máxima Demandada en los tres meses anteriores; dicha situación será informada por escrito al usuario. El valor modificado tendrá una vigencia de por lo menos seis meses.

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

- Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a que se le suministre una Potencia Máxima Demandada hasta el valor de la Potencia Contratada.
- Potencia Máxima Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidos durante cada uno de los días del periodo de facturación.
- Potencia de Punta Demandada: Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidos durante el periodo de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada uno de los días del periodo de facturación.
- Cargo por Consumidor (CF): Es el cargo único aplicado en el periodo de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por

nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.

- Cargo por Comercialización Unitario Prepago (CCU): Es el cargo de comercialización por unidad de energía comprada para tarifas prepago.
- 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 periodo 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.
- Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el periodo de facturación.
- Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP): 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 periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo 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.
- Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, 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 periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, 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 periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función del consumo adicional de la energía respecto al consumo típico del grupo tarifario, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función del costo establecido por compras adicionales de energía consumida en el periodo de demanda mínima definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- Cargo por Potencia de Punta (CPP): es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
- Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el periodo de facturación.
- Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el periodo de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD.
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
- Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica



realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).

23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):

- a. **Baja Tensión Simple (BTS):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no 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 consumida y medida durante el período de facturación. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
- b. **Baja Tensión Simple Horaria (BTSH):** Es una tarifa en Baja Tensión que podrá ser aplicada a usuarios conectados en baja tensión en general y para cualquier uso de la energía eléctrica. Esta tarifa se implementará a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo o utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentivando el uso de la energía en el período de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.

La medición se realizará con un medidor de energía simple por banda horaria, ajustado a las bandas horarias que sean definidas. Así mismo, cuando la CNEE, en coordinación o a requerimiento de la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de instalar los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) que resulte en un beneficio para los usuarios se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica. La Distribuidora no podrá utilizar las bases de datos de los usuarios para su comercialización u otros intereses, ajenos a la prestación del servicio de distribución final.

Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa), que se definirán al momento de su implementación.

- c. **Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTA):** es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía conectados en baja tensión, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de energía y el cargo mensual de potencia, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.
- d. **Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP):** es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (pre-pago), que se podrá implementar cuando se determine su viabilidad técnica por la CNEE conjuntamente con la Distribuidora o a solicitud de ésta, en beneficio de los usuarios. Para dicha implementación la CNEE establecerá oportunamente los requisitos que deberán cumplir los usuarios para optar a esta opción tarifaria y coordinará con la Distribuidora la implementación de dicha tarifa.
- e. **Baja Tensión Simple Luminarias AP (BTLAP):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de energía eléctrica para sistemas de alumbrado público municipal, correspondiente al conjunto de lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición; la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, esta tarifa corresponde únicamente al cobro por parte de la distribuidora, por el suministro de energía eléctrica que consumen las lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, de propiedad de los municipios; lo cual no debe confundirse con el cobro y la prestación del servicio de alumbrado público que prestan las municipalidades a sus vecinos, ya que de acuerdo a lo establecido en los artículos 68 y 72 del Código Municipal la prestación de este servicio es una competencia propia que deben cumplir los municipios, siendo las municipalidades las encargadas de regular y prestar los servicios públicos de su circunscripción territorial, por lo tanto tienen competencia para establecer, mantener, ampliar y mejorar este servicio, garantizando un funcionamiento eficaz, seguro y continuo, y en su caso, la determinación y cobro de tasas y contribuciones equitativas y justas.

- f. **Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de sistemas de iluminación privada exterior e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, iluminación privada (condominios y residenciales), objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
- g. **Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo

de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, cassetes telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

24. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):

- a. **Baja Tensión con Demanda en Punta (BDP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- b. **Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDFP):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- c. **Baja Tensión Horaria con Demanda (BHD):** es una Tarifa en Baja Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.

Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

- d. **Media Tensión con Demanda en Punta (MDP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- e. **Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MDFP):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- f. **Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD):** es una Tarifa en Media Tensión Horaria con medición de energía por banda horaria, medición de Potencia Máxima Demandada y medición de Potencia de Punta Demandada. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el período de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria. Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnico-económica de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.

- g. **Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BDA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- h. **Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MDA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con un medidor de energía bidireccional, Potencia Máxima Demandada y Potencia de Punta Demandada. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

25. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):

- a. **Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT\_BT):** Es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está



compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

b. Peaje en Función de Transportista Media Tensión (Peaje<sub>FT\_MT</sub>): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).

26. Los usuarios del grupo a) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad técnica de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTS<sub>H</sub>) y Baja Tensión Simple Pre-Pago, los usuarios del grupo a) que deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definen y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE. En el caso de la tarifa Pre-Pago, no requerirá un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.
27. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTD<sub>P</sub> y MTD<sub>FP</sub>, la determinación de su participación en punta será cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6; en caso contrario se establecerá como fuera de punta. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente de dividir la energía promedio del Usuario entre el producto de: la demanda máxima mensual promedio por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses. Estas tarifas tendrán una vigencia de hasta veinticuatro meses, contados a partir de la emisión del presente pliego y corresponderá a la Distribuidora incentivar el traslado a tarifas horarias durante este periodo.
28. Para las categorías tarifarias BTS<sub>H</sub>, BT<sub>HD</sub> y MT<sub>HD</sub> se incluyen los cargos por energía en la Banda Horaria de Valle adicional, mismos que se refieren a las compras adicionales a la energía consumida típicamente por cada grupo de usuarios a los que pertenecen dichas categorías tarifarias. En este sentido los usuarios tendrán derecho a la aplicación de dichos cargos, para consumos adicionales al porcentaje característico de compras del grupo tarifario correspondiente de acuerdo a su nivel de tensión. Así, los porcentajes de consumo típico de energía en la banda horaria de valle de cada grupo tarifario resultantes del estudio de caracterización y que se definen para su aplicación inicial, son los siguientes:

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTS <sub>H</sub>	23.672515%
BT <sub>HD</sub>	21.778348%
MT <sub>HD</sub>	28.066676%

Estos porcentajes podrán ser modificados por esta Comisión, cuando se determine que existen cambios en el consumo típico de los usuarios de estas categorías.

29. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BT<sub>HD</sub> y MT<sub>HD</sub> del presente pliego tarifario, la distribuidora dispondrá de un plazo máximo de doce meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente pliego tarifario, debiendo la Distribuidora realizar todas las adecuaciones comerciales, operativas, así como de instalaciones y equipos necesarios para la correcta aplicación de las nuevas tarifas. Asimismo, corresponderá a la Distribuidora implementar un programa para incentivar el uso y el traslado de los usuarios a estas tarifas horarias, según corresponda, buscando de esta manera privilegiar el uso eficiente de la energía y la potencia, en beneficio de todos los usuarios de la distribuidora.

Luego del periodo de implementación indicado en el párrafo anterior, ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

30. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar a los usuarios, tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario, ni valores superiores a los precios máximos aprobados por la Comisión.
31. Cuando la Distribuidora determine que un Usuario de los grupos tarifarios b) y c) tiene un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las NTSD, la Distribuidora tendrá derecho a penalizar con un recargo equivalente al tres por ciento (3%) del valor facturado de los cargos de distribución, sin IVA, de la opción tarifaria correspondiente por cada centésimo (0.01) en que dicho factor esté por debajo del límite establecido en las NTSD. Dicha penalización podrá ser aplicada hasta que el usuario corrija su situación; la distribuidora hará de conocimiento del usuario dicha situación en cada factura, instándolo a corregir el factor de potencia. Para este caso, se entenderá por cargos por distribución, para los usuarios del grupo b) como el Cargo por Potencia Contratada (CPC) y para los usuarios del grupo c) como el Cargo por Potencia Máxima (CPMax), correspondiente a distribución. Esta penalización no podrá aplicarse sobre cualquier otro cargo tarifario. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por distribución correspondiente.
32. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, el Peaje en Función de Transportista se cobrará en función a la Potencia Máxima Demandada, por lo que la Distribuidora no podrá utilizar otro parámetro o valor de potencia distinto a este valor.

#### 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.

33. **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 necesarias 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 ( $K_{CDT}$ ,  $K_{CDMT}$ ,  $K_{CFBT}$  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
MIRECCF <sub>Tn</sub>	Monto anual (USD)	2,217,044	2,293,306	2,368,960	2,435,443	2,499,352
MIRECCF <sub>MTn</sub>	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
MIRCF <sub>Tn</sub>	Monto anual por agencia (USD)	76,450	79,080	81,688	83,981	86,185
MIRCF <sub>MTn</sub>	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 33 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 33 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 los siguientes:

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	Año Tarifario:					
			CURA [USD/actividad]	1	2	3	4	5
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.

34. **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, CPIMT, C PIECFBT y C PIECFMT).

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 - SIAU-. 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 -SIAU-; este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

Corresponderá a la Distribuidora, realizar las gestiones e inversiones necesarias para integrar al SIAU: i) Los sistemas de control, gestión de solicitudes y atención al cliente; ii) el Sistema de Control de Solicitudes y Reclamos del Usuario establecido en las NTSD; iii) los reclamos y quejas realizadas en los Libros de Quejas de la CNEE, de forma diaria; iv) los reclamos o quejas realizadas por vía telefónica (Call Center), de forma verbal o escrita, correo electrónico u otros medios digitales de información; y v) las demás modalidades de presentación de quejas, tal como lo establece la metodología para el control de la calidad del servicio comercial de las NTSD. Este sistema deberá contar con la capacidad para que el usuario pueda realizar las gestiones antes indicadas y consultar su estado en la página WEB, aplicaciones móviles de la distribuidora o vía telefónica, para garantizar que los casos se resuelvan de manera eficaz y eficiente, por lo que dicho sistema 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 de 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 ALZATAJE	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 CAÑO A	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
	<b>TOTAL</b>				<b>1,458</b>

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. (USD/unidad adj)	CANTIDADES OPTIMAS	
				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
<b>Total</b>	<b>33,037</b>	<b>33,542</b>	<b>32,926</b>	<b>34,025</b>	<b>25,109</b>

\*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
<b>Total</b>	<b>4,471,897</b>	<b>4,319,705</b>	<b>4,186,767</b>	<b>2,577,266</b>	<b>2,227,012</b>

35. 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.

36. **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**

37. 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 periodo 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
PEST	1.020741	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No Sociales
PPST	53.770833	Q/kWh-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No Sociales
PEST <sub>BTS</sub>	0.971106	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	0.971035	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>BTSLAP</sub>	0.973058	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Luminarias AP
PEST <sub>VSC</sub>	0.969957	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.969363	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.969801	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDA</sub>	0.971161	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores



PEST <sub>MTDFP</sub>	0.969865	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.969745	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDA</sub>	0.969865	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.981803	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.966413	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.968869	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>VALLEO</sub>	0.802465	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE <sub>VALLE</sub>	0.469658	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

**COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD**

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

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

**CARGOS BASE POR CONSUMIDOR**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT <sub>0</sub>	1,138.705336	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión
CFBT <sub>0</sub>	12.432099	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
CFMT-MTDA <sub>0</sub>	1,117.737071	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoprodutores
CFMT-MTD <sub>0</sub>	993.544063	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Media Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTDA <sub>0</sub>	576.255557	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
CFBT-BTD <sub>0</sub>	496.772032	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTS <sub>0</sub>	11.039378	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple
CFBT-BTSA <sub>0</sub>	13.247254	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoprodutores
CCU-BTSP	ND	Q/kWh	Cargo de Comercialización Unifario, Usuarios Baja Tensión Simple Pre-Pago

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

40. 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
FPPBT	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT <sub>MT</sub>	1.142687	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.071490	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
FPPMT <sub>BT</sub>	1.071491	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión por Ajuste de Pérdidas de Baja Tensión

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.539836	394.080620	1.000000	1.000000				
BTSA	0.569157	415.484273	0.765856	0.765856				
BTSLAP, APPN y AP	0.494334	360.863668	1.000000	1.000000				
VSC	0.679931	496.349330	0.721978	0.721978				
BDP			0.965555	0.965555		0.842820		0.651251
BDFFP			0.643436	0.643436		0.670592		0.716643
BTHD			0.762458	0.762458	0.910696	0.703764	0.744322	0.703609
BTDA			0.279817	0.279817	0.294686	1.000000	1.000000	0.705296
MTDP				0.552516		0.875525		0.880102
MTDFP				0.949555		0.806707		0.399744
MTHD				0.938797	0.955844	0.807206	0.901219	0.414266
MTDA				0.938797	0.964385	0.807206	0.901748	0.399744
PeajeFT <sub>BT</sub>			0.846736	0.846736		0.894352		
PeajeFT <sub>MT</sub>				0.846736		0.894352		

42. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	26.714944%	49.612540%	23.672515%

%E <sub>BTS</sub>	23.652864%	36.380128%	39.967008%
%E <sub>BTS</sub> LAP, APPN y AP	32.777585%	2.055112%	65.167303%
%E <sub>VSC</sub>	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>BDP</sub>	17.245989%	52.863795%	29.890216%
%E <sub>BDFFP</sub>	15.990433%	64.115976%	19.893591%
%E <sub>BTDA</sub>	25.076704%	38.723067%	36.200229%
%E <sub>MTDP</sub>	16.929070%	53.485379%	29.585550%
%E <sub>MTDFP</sub>	17.967314%	54.067148%	27.965538%
%E <sub>MTDA</sub>	17.967314%	54.067148%	27.965538%

43. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAP <sub>0</sub>	0.875481	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 <sub>BT</sub>	0.886406	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión por pérdidas de Baja Tensión
kPP <sub>BTD</sub>	0.992133	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias BTD
kPP <sub>MTD</sub>	1.006420	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias MTD
kPB <sub>BTD</sub>	0.986695	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Baja Tensión para las BTD
kPB <sub>MTD</sub>	0.986695	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las BTD
kPMT <sub>BTD</sub>	1.007290	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las MTD

44. Ponderadores para el costo de potencia, a ser recuperado con cargo a la energía por banda horaria:

Ponderador	Valor	Definición
PP <sub>BTS</sub>	0.400000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Punta. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PI <sub>BTS</sub>	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PV <sub>BTS</sub>	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

45. Ponderador de asignación del PPOE<sub>VALLE</sub>:

Factor	Valor	Definición
%A	33.33%	Ponderador para trasladar los costos adicionales en la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

**ESTRUCTURA TARIFARIA**

46. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS0} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

47. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTSH} = CF_{BTSH0} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTSH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PP_{BTSH}}{\%EP_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTSH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PI_{BTSH}}{\%EI_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTSH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \cdot \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$



## e. Cargo Unitario por Energía de Valle adicional (CUEVa)

$$CUEVa_{BTSH} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + \left[ PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \right] \\ + \frac{PV_{BTSH}}{\%EV_{BTS}} + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

Cargos por energía de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 1 y 5 de las fórmulas correspondientes

Cargos por potencia de las literales b, c, d y e: corresponden a los componentes 2, 3 y 4 de las fórmulas correspondientes

## 48. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

## a. Cargo por Consumidor (CF)

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

## b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSA}}{FC_{BTSA} \cdot 730} \cdot FPPMT \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

Cargo por potencia de generación y transporte: corresponden al componente 2 de la fórmula anterior

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

## 49. BTSP – BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO

## a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSP} = CCU_{BTSP} \cdot FACF_{BT} + PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \\ \cdot FPPMT + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

Cargos por energía: corresponden a los componentes 2 y 6 de la fórmula anterior

Cargos por potencia: corresponden a los componentes 3, 4 y 5 de la fórmula anterior

## 50. BAJA TENSIÓN SIMPLE LUMINARIAS AP (BTSLAP)

## a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSLAP} = PEST_{BTSLAP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \\ + CDBT \cdot \frac{FCRedBT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \\ \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

## 51. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

## a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APPN} = PEST_{BTSLAP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSLAP}}{NHU_{BTSLAP}} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

## 52. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

## a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT \\ \cdot \frac{FCRedBT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot \frac{FCRedMT_{VSC}}{FC_{VSC} \cdot 730} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

## 53. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF_{BTDO} \cdot FACF_{BT}$$

## b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \cdot kPP_{BTDP}$$

## d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot kPBT_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot kPMT_{BTDP} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \\ \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

## 54. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{BTDO} \cdot FACF_{BT}$$

## b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT \cdot kPP_{BTDFP}$$

## d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot kPBT_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} \\ + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot kPMT_{BTDFP} \cdot FPPMT_{BT} \\ \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

## 55. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF_{BTDO} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

## b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{BTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{BTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{BTHD} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$

## f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

## g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \\ \cdot FCRedMT_{BTHD} \cdot FCI_{BTHD} \cdot FPCont_{BTHD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \\ \cdot FACD_{MT}$$

## 56. MTD – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF_{MTDO} \cdot FACF_{MT}$$

## b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTDP}$$

## d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot kPMT_{MTDP} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 57. MTDFF – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFF} = CF_{MTDO} \cdot FACF_{MT}$$

## b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFF} = PEST_{MTDFF} \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFF} = PPST \cdot FCRedMT_{MTDFF} \cdot FCI_{MTDFF} \cdot FAPot \cdot FPPMT \cdot kPP_{MTD}$$

## d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFF} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDFF} \cdot FCI_{MTDFF} \cdot FPCont_{MTDFF} \cdot kPMT_{MTD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \\ \cdot FACD_{MT}$$

## 58. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF_{MTDO} \cdot FCF_{MT} \cdot FACF_{MT}$$

## b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT$$

## c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT$$

## d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT$$

## e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{MTHD} = PEST_{VALLEa} \cdot FPEMT + AT$$

## f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTHD} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

## g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTHD} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FPCont_{MTHD} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

## 59. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES

## a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDA} = CF_{BTDAO} \cdot FACF_{BT}$$

## b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDA} = PEST_{BTDA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT$$



**c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)**

$$CPP_{BTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{BTDA} \cdot FCIP_{BTDA} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT$$

**d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCRedBT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{BTDA} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

**60. MTDA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES**

**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{MTDA} = CF_{MTDA0} \cdot FACF_{MT}$$

**b. Cargo por Energía (CE)**

$$CE_{MTDA} = PEST_{MTDA} \cdot FPEMT + AT$$

**c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)**

$$CPP_{MTDA} = PPST \cdot FCRedMTP_{MTDA} \cdot FCIP_{MTDA} \cdot FAPot \cdot FPPMT$$

**d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)**

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDA} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

**61. PeajeFT\_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN**

**a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)**

$$CEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

**b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)**

$$CEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

**c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)**

$$CEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

**d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMAX_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FCRedBT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT_{BT} \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior  
Cargos por distribución: corresponden a los componentes 2 y 3 de la fórmula anterior

**62. PeajeFT\_MT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA MEDIA TENSIÓN**

**a. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (CEP)**

$$CEP_{Peaje_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT) \cdot (FPEMT - 1)$$

**b. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Intermedia (CEI)**

$$CEI_{Peaje_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT) \cdot (FPEMT - 1)$$

**c. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (CEV)**

$$CEV_{Peaje_MT} = (PEST_{VALLE} + AT) \cdot (FPEMT - 1)$$

**d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)**

$$CPMAX_{Peaje_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{Peaje_MT} \cdot FCI_{Peaje_MT} \cdot (FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FCRedMT_{Peaje_MT} \cdot FCI_{Peaje_MT} \cdot FPPMT_{BT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

Cargos por generación: corresponden a la componente 1 de la fórmula anterior  
Cargos por distribución: corresponden a la componente 2 de la fórmula anterior

**63. 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.

$$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_0}$$

$$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_m} = FACACYR_m \cdot CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0}$$

Donde:

<b>CACYR<sub>BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA, BTSPP
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_m</sub></b>	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTD, MTDFP, MTD, MTHD
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
<b>CACYR<sub>BTS-BTSA-BTSPP_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSA, BTSPP
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0</sub></b>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTD, MTDFP, MTD, MTHD

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

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR<sub>BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_0</sub></b>	160.09	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSPP.
<b>CACYR<sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTH_0</sub></b>	199.47	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
<b>CACYR<sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTH_0</sub></b>	272.34	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTD, MTDFP, MTD, MTHD.

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**

**64. 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:

<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
<b>CP<sub>i</sub></b>	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
<b>CE<sub>i</sub></b>	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. 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 Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

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

Donde:

<b>APP<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
<b>CCPR<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
<b>DF<sub>i,t+1</sub></b>	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).
<b>tarD</b>	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).
<b>PTP<sub>i,t+1</sub></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
<b>ntarETNS</b>	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (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).
<b>EF<sub>i,t+1</sub></b>	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).
<b>PFP<sub>i,t+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

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

Donde:

<b>APE<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
<b>CCER<sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
<b>ntarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutores (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 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).
<b>EF<sub>i,t+1</sub></b>	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).
<b>PTE<sub>i,t+1</sub></b>	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
<b>PFE<sub>i,t+1</sub></b>	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

<b>APO<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
<b>COR<sub>n</sub></b>	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) Cargos 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:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{nlarTNS} EF_{t,n}$$

Donde:

<b>SNA<sub>n</sub></b>	Saldo No Ajustado en trimestre n
<b>n - 1</b>	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:

<b>AT<sub>n</sub></b>	Ajuste Trimestral en el trimestre n
<b>MR<sub>n+1</sub></b>	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
<b>EP<sub>n+1</sub></b>	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
<b>APENR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
<b>APPNR<sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

**65. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:**

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

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

Donde:

<b>APENR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

Donde:

<b>MPRE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCER<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> .

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

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	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.
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>nlarTOT</b>	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 (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP), 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).
<b>PTE'_{t,i+1}</b>	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

$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{nlarTNS} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1} \cdot PE_i)$$

Donde:

<b>MPAE<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>nlarTNS</b>	Tipos de tarifas existentes, 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), Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP), 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).
<b>EF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>PTE'_{t,i+1}</b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE_{t,i+1} radica en que para PTE'_{t,i+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE_{t,i+1} - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
<b>PE<sub>i</sub></b>	Precio de compra de energía promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE <sub>n</sub> y la energía considerada en CED <sub>n</sub> .

El APENR<sup>TNS</sup><sub>n</sub> se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

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

**66. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:**

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

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

Donde:

<b>APPNR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

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

Donde:

<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> .

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

Donde:

<b>PRP<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
<b>CPD<sub>n</sub></b>	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<b>nlarD</b>	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTFP), 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).
<b>DF<sub>t,i+1</sub></b>	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).
<b>PTP'_{t,i+1}</b>	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 Tarifa No Social). 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



<b>ntarETOT</b>	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 (BTSPP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	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 $(i+1)$ .

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{i,i+1} \cdot PTP^{i,i+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,i+1} \cdot PTP^{i,i+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre $n$
<b>EF<sub>i,i+1</sub></b>	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes $i$ de cada tarifa $t$ (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$ .
<b>ntarETNS</b>	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 (BTSPP), Baja Tensión Simple de Luminarias AP (BTTSLAP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
<b>PTP<sup>i,i+1</sup></b>	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $i+1$ y categoría tarifaria $t$ . La diferencia con $PTP_{i,i+1}$ radica en que para $PTP^{i,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{i,i+1} - 1)$ , y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
<b>DF<sub>i,i+1</sub></b>	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 $(i+1)$
<b>ntarD</b>	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).
<b>PP<sub>i</sub></b>	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes $i$ del trimestre $n$ . En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP <sub>n</sub> y las demandas máximas consideradas en CPD <sub>n</sub> .

El APPNR<sup>TNS</sup><sub>n</sub> se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPPR^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TNS}_n = 0$
- Si  $MPPR^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TNS}_n = MPPR^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$

**67. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)**

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

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

Donde:

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

Donde:

<b>FACD<sub>BT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
<b>PD<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.511464%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 48.488536%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CDBT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CDBT para el periodo anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
<b>CPIBT<sub>p</sub></b>	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.
<b>MINRBT<sub>p</sub></b>	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 Baja Tensión.
<b>CDBT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
<b>D<sub>max,baseBT</sub></b>	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

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

Donde:

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

Donde:

<b>FACD<sub>MT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
<b>PD<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 45.307746%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CD,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 54.692254%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CDMT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CDMT para el periodo anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
<b>Cuota</b>	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
<b>CDMT</b>	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
<b>D<sub>max,m,MT</sub></b>	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.
<b>CAS</b>	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
<b>CPIMT<sub>p</sub></b>	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.
<b>MINRMT<sub>p</sub></b>	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.
<b>D<sub>max,baseMT</sub></b>	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

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{Ai} \frac{1 + Ai_N}{1 + Ai_0}$$

Donde:

<b>FAA</b>	Factor de Ajuste Arancelario
<b>FP<sub>Ap</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 44.88%
<b>Ap<sub>N</sub></b>	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
<b>Ap<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ac</sub></b>	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%
<b>Ac<sub>N</sub></b>	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
<b>Ac<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ah</sub></b>	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
<b>Ah<sub>N</sub></b>	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
<b>Ah<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ae</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 11%
<b>Ae<sub>N</sub></b>	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
<b>Ae<sub>0</sub></b>	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%
<b>FP<sub>Ai</sub></b>	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.85%



A <sub>n</sub>	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
A <sub>0</sub>	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 a los Programas de Inversión Específicos aprobados en el presente Pliego Tarifario, para el proyecto I 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:**

$$\sum_n MINR$$

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<sub>n</sub> sea mayor que MIRECBT<sub>n</sub>, 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<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"

MIRBT<sub>n</sub>: 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<sub>i,n</sub>: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Baja Tensión en el año tarifario "n"

FERA<sub>i,n</sub>: 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<sub>n</sub> sea mayor que MIRECMT<sub>n</sub>, 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<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"

MIRMT<sub>n</sub>: 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<sub>i,n</sub>: Frecuencia Reconocida de la Actividad "i" de Media Tensión en el año tarifario "n"

FERA<sub>i,n</sub>: 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<sub>CFBT</sub> y K<sub>CFMT</sub>), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

**Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):**

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

Donde:

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

Donde:

<b>FAC<sub>FBT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
<b>PD<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 15.549018%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$

<b>FAA</b>	Es el Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CF,BT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 84.450982%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CFBT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
<b>CPIECFBT<sub>p</sub></b>	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.
<b>MINRCFBT<sub>p</sub></b>	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".
<b>CFBT<sub>0</sub></b>	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
<b>UsuBT</b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 763,382

$$FAC_{FMT} = \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) * \left( 1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPIECFMT_p}{CFMT_0 * UsuMT * 12} - K_{CFMT,N} \right)$$

Donde:

$$K_{CFMT,N} = \left( \frac{\sum_{p=1}^{p=x} MINRCFMT_p}{CFMT_0 * UsuMT * 12} \right)$$

Donde:

<b>FAC<sub>FMT</sub></b>	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
<b>PD<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 15.549018%
<b>TC<sub>N</sub></b>	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB ( <a href="http://www.banguat.gob.gt">www.banguat.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>TC<sub>0</sub></b>	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
<b>FAA</b>	Es el Factor de Ajuste Arancelario
<b>PIPC<sub>CF,MT</sub></b>	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 84.450982%
<b>IPC<sub>N</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
<b>K<sub>CFMT,N</sub></b>	Factor de reducción anual al CFMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
<b>CPIECFMT<sub>p</sub></b>	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 Media Tensión.
<b>MINRCFMT<sub>n</sub></b>	Monto de Inversiones No Requeridos asignable a los Cargos por Consumidor en Media Tensión, de los Programas de Inversión Recurrentes "p" hasta "x", para el año tarifario "n".
<b>CFMT<sub>0</sub></b>	Cargo por Consumidor Base en Media Tensión
<b>UsuMT</b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Media Tensión, igual a 113

**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:

$$MINRCFBT_n = MIRECCFBT_n - MIRCFBT_n$$

En caso MIRCFBT<sub>n</sub> sea mayor que MIRECCFBT<sub>n</sub>, el MINRCFBT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFBT<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Baja Tensión para el año tarifario "n"  
 MIRCFBT<sub>n</sub>: 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:

$$MINRCFMT_n = MIRECCFMT_n - MIRCMT_n$$

En caso MIRCMT<sub>n</sub> sea mayor que MIRECCFMT<sub>n</sub>, el MINRCFMT será igual a 0.

Donde:

MIRECCFMT<sub>n</sub>: Monto de Inversiones Reconocidas en Media Tensión para el año tarifario "n"  
 MIRCMT<sub>n</sub>: 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<sub>CFBT</sub> y K<sub>CFMT</sub>), de los ajustes a los cargos de distribución que sean aprobados en el próximo quinquenio.

**68. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:**

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

Donde:

<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
<b>IPC<sub>m</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB ( <a href="http://www.ine.gob.gt">www.ine.gob.gt</a> ), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
<b>IPC<sub>0</sub></b>	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83

**69. 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:

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

$$PEST_{VALLE} = \%A * PPOE_{VALLE} + (1 - \%A) * PEST_{VALLE}$$

Donde:

<b>PEST<sub>t</sub></b>	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, BTSLAP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTD, MTDFF, MTHD, BTDA, MTDA
<b>PE<sub>PUNTA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
<b>%E<sub>t</sub><sup>PUNTA</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
<b>PE<sub>INTERMEDIA</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
<b>%E<sub>t</sub><sup>INTERMEDIA</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria

	Intermedia
<b>PE<sub>VALLE</sub></b>	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
<b>%E<sub>t</sub><sup>VALLE</sup></b>	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle
<b>PEST<sub>VALLE</sub></b>	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para las tarifas: BTSH, BTHD y MTHD
<b>PPOE<sub>VALLE</sub></b>	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
<b>%A</b>	Porcentaje de asignación del PPOE <sub>VALLE</sub> , por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor será definido por la Comisión.

**AJUSTES AL 31 DE MAYO DE 2019**

**70. 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
<b>FACD<sub>Bt</sub></b>	1.065309	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de mayo de 2019
<b>FACD<sub>Mt</sub></b>	1.092717	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de mayo de 2019
<b>FAC<sub>Bt</sub></b>	1.093970	Factor de Ajuste de CFBT <sub>0</sub> y CFBTD <sub>0</sub> al 31 de mayo de 2019
<b>FAC<sub>Mt</sub></b>	1.093970	Factor de Ajuste del CFMTD <sub>0</sub> al 31 de mayo de 2019
<b>FACACYR<sub>m</sub></b>	1.106363	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de mayo de 2019
<b>FCF<sub>Bt</sub></b>	1.100000	Factor Diferenciador para tarifas sin proyección de clientes en BTH, este parámetro se ajustará de acuerdo a los costos que se obtengan para la implementación de la medición inteligente (Smart-Metering), y se definirá un Cargo por Consumidor (CF) específico para los usuarios que utilicen dicho sistema.
<b>FCF<sub>Mt</sub></b>	1.100000	Factor Diferenciador para tarifas sin proyección de clientes en MTH, este parámetro se ajustará de acuerdo a los costos que se obtengan para la implementación de la medición inteligente (Smart-Metering), y se definirá un Cargo por Consumidor (CF) específico para los usuarios que utilicen dicho sistema.

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

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

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>		
Cargo por Consumidor	12.076749	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.812863	Q / kWh
- Cargo por energía	1.165410	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.647453	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPF)</b>		
Cargo Unitario por Energía	ND	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA)</b>		
Cargo por Consumidor	14.492099	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.635639	Q / kWh
- Cargo por energía	1.165328	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.470312	Q / kWh
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPP)</b>		
Cargo por Consumidor	543.453699	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.163890	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	46.536146	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	103.284118	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	543.453699	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.163379	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	24.674161	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	60.261530	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	ND	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	ND	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	630.406291	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.165475	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	16.985106	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	38.979428	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo por Consumidor	1,086.907399	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049578	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	24.556951	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	33.799557	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	1,086.907399	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049704	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	38.886292	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	24.309861	Q /kW-mes
<b>Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	ND	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	ND	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	ND	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	ND	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	ND	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	ND	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	1,222.770824	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.049704	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	43.864908	Q /kW-mes

Cargo por Potencia Contratada	23.875281	Q /kW-mes
<b>Tarifa Baja Tensión Simple Luminarias (BTSLAP)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.874736	Q / kWh
- Cargo por energía	1.167686	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.707050	Q / kWh
<b>Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.874736	Q / kWh
- Cargo por energía	1.167686	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.707050	Q / kWh
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)</b>		
Cargo Unitario por Energía	1.535205	Q / kWh
- Cargo por energía	1.164071	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.371133	Q / kWh
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.168069	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.165521	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.165928	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	157.569657	Q /kW-mes
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.048448	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.047714	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.047831	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	62.233632	Q /kW-mes

72. 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 <sub>BTS-BTSH-BTSA-BTSPF_m</sub>	177.11	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSPF.
CACYR <sub>BTDPP-BTDFP-BTDA-BTHD_m</sub>	220.68	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDPP, BTDFP, BTDA, BTHD.
CACYR <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m</sub>	301.31	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, BTDA, MTHD.

## VI. Disposiciones Transitorias y Finales

73. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACD<sub>BT</sub> y FACD<sub>MT</sub>), cargos por consumidor (FACF<sub>BT</sub> y FACF<sub>MT</sub>) y cargo por corte y reconexión (FACACYR<sub>m</sub>), 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<sub>CD<sub>BT</sub></sub>, K<sub>CD<sub>MT</sub></sub>, K<sub>CF<sub>BT</sub></sub>, K<sub>CF<sub>MT</sub></sub>, CPI<sub>BT</sub>, CPI<sub>MT</sub>, CPI<sub>CF<sub>BT</sub></sub> y CPI<sub>CF<sub>MT</sub></sub>; 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.
74. 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-124-2019. 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.
75. 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.
76. 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 Caudillo Campos Bonilla  
Director

Licenciado David Eduardo Herrera Bejarano  
Secretario General a.i.

SECRETARIO GENERAL a.i.



**ANEXO RESOLUCION CNEE-149-2019**

**ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO**

Nivel de Tensión	Nombre	Unidad	CURA [USD/oct]	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 fieras	# de Puntos	39.39	9,899	10,129	10,338	10,541	10,748
MT	MT/BI-Preventivo-Mejora de fieras	# 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-iracionar 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 laca	116.05	7,521	7,677	7,814	7,953	8,096
MT	MT/BI-Correctivo-Refensado 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
MT	MT/BI-Preventivo-Reubicación crucetas	# de crucetas	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	# de SE	484.96	4	4	4	4	4
MT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	# de SE	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	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 fieras	# de Puntos	39.39	11,921	12,198	12,449	12,694	12,944
BT	MT/BI-Preventivo-Mejora de fieras	# 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-iracionar 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-Manobras de reposición del servicio	# de llaves laca	116.05	9,057	9,245	9,410	9,578	9,750
BT	MT/BI-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-Manif. 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	1,203	1,227	1,249	1,271
BT	MT/BI-Preventivo-Reubicación crucetas	# de crucetas	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	# de SE	484.96	5	5	5	5	5
BT	SE MT-Preventivo-Revisión termografía	# de SE	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