



## 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

### RESOLUCION CNEE-153-2018

Guatemala, 27 de julio de 2018

### LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### CONSIDERANDO:

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

#### CONSIDERANDO:

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

#### CONSIDERANDO:

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

#### CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 98 estipula que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión, mismas que realizarán el Estudio del Valor Agregado de Distribución para someterlo a aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;



## 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 su parte, el citado reglamento en el artículo 99 establece que una vez aprobado el estudio tarifario, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en que aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

### CONSIDERANDO:

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

### CONSIDERANDO:

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

### POR TANTO:

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

### RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa No Social**, que atiende **Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima**, para el período comprendido del **uno de agosto de dos mil dieciocho, al treinta y uno de julio de dos mil veintitrés**, de conformidad con lo siguiente:



## 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

### I. Acrónimos

**AMM:** Administrador del Mercado Mayorista

**CNEE o Comisión:** Comisión Nacional de Energía Eléctrica

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

**LGE:** Ley General de Electricidad

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

**NTSD:** Normas Técnicas del Servicio de Distribución

**RAMM:** Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

**RLGE:** Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

### II. Condiciones Generales

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

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



## 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

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

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

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

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

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Numero de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DPI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.



## 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

- d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- f. Pago de la Garantía.

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

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. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

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

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 suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador 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). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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 suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, 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). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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 a 1.0% y de potencia de 1.4%.
- c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

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

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 lo indicado



## 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 el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.

11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.
12. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
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 del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.
15. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas



## 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

adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal 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 sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales.

Para este 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 convienen a los usuarios, así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar su requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.

Los costos y servicios del Mercado Mayorista, asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado



## 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

Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar la correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad.

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

### III. 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 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 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 podrá darse las siguientes condiciones, si:
  - a. 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 defina las NTSD.
  - b. La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) 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 excede el límite de 11 kW nuevamente, 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. Luego de este período el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.



## 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

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 o 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 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 Reglamento de la Ley, 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 las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada 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:



## 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

- 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 tener una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.
- 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 día 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 día 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 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 Único por Energía (CUE): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.
- 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 Único por Energía de Punta (CUEP): Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador 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

Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda máxima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.

- m. Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda media y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- n. Cargo Único por Energía Valle (CUEV): Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- o. Cargo Único por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo único por energía adicional al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de las compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima del período de facturación, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- 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, en 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



## 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

artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en 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 realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en 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 Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
- b. Baja Tensión Simple Horaria (BTSH): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general y cualquier uso de la energía eléctrica. La medición se realiza con un medidor de energía por banda horaria; a usuarios con esta tarifa podrá aplicarse el sistema de medición inteligente (*Smart-metering*) a requerimiento del usuario y aplicarán los costos que correspondan. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Único por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Único por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Único por Energía de Valle adicional (CUEVa).  
Esta tarifa se crea 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.
- c. Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA): es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Único por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, 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 (BTSP): es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (prepago), esta tarifa aplicará a usuarios que cumplan con los requisitos que establecerá la CNEE oportunamente. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- e. Alumbrado Público (AP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que



## 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

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 establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).

- f. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado 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, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- 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, cassetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).

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

- a. 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).
- b. Baja Tensión con Demanda en 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).
- c. 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 adecua esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el periodo de 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

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. Asimismo, se tendrá la opción de implementación de sistemas de medición inteligente (*Smart-metering*) que suministren a los usuarios de 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 (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 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 adecua 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. Asimismo, se tendrá la opción de implementación de sistemas de medición inteligente (*Smart-metering*) que suministren a los usuarios de 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 Autoproductores (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).



## 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

- 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 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) podrán elegir la tarifa dentro de las categorías tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicadas a continuación: Baja Tensión Simple (BTS) y Baja Tensión Simple Horaria (BTSH).
- 27.** Los usuarios del grupo a) que deseen utilizar la tarifa Baja Tensión Simple Pre-Pago deberán seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE; la Distribuidora en un plazo de seis meses deberá remitir a la CNEE su propuesta de implementación de las tarifas Pre-Pago. Las tarifas Pre-Pago, no requerirán un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.
- 28.** Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, 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 dieciocho meses, corresponderá a la Distribuidora incentivar el traslado a tarifas horarias durante este periodo.
- 29.** 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



## 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 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	21.927054%
BTHD	21.555350%
MTHD	22.714421%

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

30. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTSH, BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora dispondrá de un plazo máximo de nueve meses y para la tarifa Pre-Pago un plazo de dieciocho 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.

31. 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.
32. 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 la 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 la 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.

33. Para los usuarios de las tarifas del grupo c), de acuerdo a lo establecido en el



## 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

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

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

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

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

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



## 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

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

- b. Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales: comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente se supervisará y auditará la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento, así como de las inversiones, costos de capital y operación reconocidos que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se procederá a realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.
- c. Medidores totalizadores: comprenden los costos para la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de distribución, por medio de comparación de la medición totalizadora de centros de transformación que alimentan la red de distribución BT versus la sumatoria de los consumos de los medidores de los usuarios asociados a dicho centro de transformación. Además, la información se utiliza para la obtención de parámetros de calidad de potencia, optimización de carga de los centros de transformación, detectando aquellos sobrecargados o sub-dimensionados. La cantidad reconocida en su respectivo estudio es de un mil trescientos (1,300) medidores totalizadores, de los cuales deberán enviar mensualmente a la Comisión, la información recabada de todos los parámetros registrados por este tipo de medidores. En caso se determine que la Distribuidora no envía las mediciones obtenidas del total de medidores reconocidos, esta Comisión procederá a realizar un descuento en el ajuste correspondiente de los Costos de los Programas de Inversión (CPI) establecido en las fórmulas de ajuste semestral. Para fines de valorización, el Costo Unitario del Valor Nuevo de Reemplazo reconocido de estos medidores, a moneda del 30 de diciembre de 2016, es de un mil ciento treinta y dos dólares con veintinueve centavos (USD 1,132.21).

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



## 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

corresponda, asimismo facultará a la Comisión a aplicar lo dispuesto en el artículo 80 de la Ley General de Electricidad.

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

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

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

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

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

- i. Implementación de Medición Inteligente y tarifa prepago: En términos generales este proyecto implica: i. el cambio e instalación de medidores inteligentes a clientes que hoy día cuentan con medición con demanda en media y baja tensión y a usuarios cualificados del grupo tarifario a); ii. puesta en operación de tarifas prepago, por lo que la Distribuidora deberá implementar los sistemas comerciales e instalaciones necesarias que permitan que el cliente pague con anticipación la cantidad de energía que consumirá.
- ii. Adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con las servidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- iii. Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo: Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs.



## 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

- iv. Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora, incluyendo sistemas de Micro Red eléctrica que permita el uso de fuentes de generación de origen renovable promoviendo de esta manera la sostenibilidad mediante el uso eficiente de la energía, reduciendo costos e incrementando la calidad y confiabilidad del sistema.
- v. Programas de Mejora de Atención al Cliente: Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIIAU–, La distribuidora en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario –SIIAU–, este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

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

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

La CNEE tendrá acceso al seguimiento de todas las gestiones y casos de dicho sistema, por lo que la distribuidora deberá permitir el acceso sin restricción alguna bajo una plataforma WEB que interactúe con las Bases de Datos de dicho sistema, remitiendo los manuales o codificaciones necesarias para que la CNEE pueda integrar dichas Bases de Datos a sus sistemas informáticos de control y supervisión, para lograr el análisis en tiempo real de los indicadores de desempeño de la calidad comercial. Adicionalmente la Comisión podrá ingresar reclamos y quejas a este sistema presentadas por los usuarios a personal de esta Comisión, por lo que la distribuidora deberá habilitar terminales o computadoras, que pondrá a disposición de esta Comisión, así como tabletas o terminales móviles con su respectivo sistema de comunicación que se le requieran. Para dar cumplimiento a lo indicado, la Distribuidora, deberá enviar la Base de Datos completa a la CNEE, desarrollar el software de programación y aplicación para el procesamiento de las Bases



## 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

de Datos, así como los accesos y medios de comunicación necesarios, para que dicha base pueda ser actualizada en periodos no mayores a sesenta (60) minutos.

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

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

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

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

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

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

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



## 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

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.

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

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

### V. Pliego Tarifario

#### PRECIOS BASE

- 38.** Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional.



## 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

Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2018 al 30 de abril del 2019, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.798619	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	54.669693	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PEST <sub>BTS</sub>	0.795750	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	0.803837	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>AP</sub>	0.828031	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST <sub>VSC</sub>	0.801502	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.794417	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.799395	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDA</sub>	0.802071	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>MTDFP</sub>	0.795960	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.797916	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDA</sub>	0.799929	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.781336	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.779186	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.852548	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>VALLEa</sub>	0.681519	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE <sub>VALLE</sub>	0.339460	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

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



**CARGOS BASE POR CONSUMIDOR**

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMTO	503.560293	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión
CFBTO	9.316244	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión
CFMT-MTDA <sub>0</sub>	761.422916	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoprodutores
CFMT-MTD <sub>0</sub>	676.820370	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTDA <sub>0</sub>	118.443565	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
CFBT-BTD <sub>0</sub>	101.523055	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTS <sub>0</sub>	8.460255	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
CFBT-BTSA <sub>0</sub>	10.152306	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoprodutores
CCU-BTSPP	ND	Q/kWh	Cargo de Comercialización Unitario, Usuarios Baja Tensión Simple Pre-Pago

**PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)**

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

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

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.638285	465.948260	1.000000	1.000000				
BTSA	0.540802	394.785304	0.962361	0.962361				
AP-APPN	0.494248	360.800996	1.000000	1.000000				
VSC	0.679931	496.349330	0.721978	0.721978				
BTD <sub>P</sub>			0.882792	0.882792		0.829088		0.776074
BTD <sub>FP</sub>			0.643993	0.643993		0.626732		0.664017
BTHD			0.700890	0.700890	0.953487	0.664899	0.711724	0.682241



## 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

BTDA		0.838166	0.838166	0.942709	0.595636	0.756857	0.676419
MTDP			0.765460		0.872761		0.758816
MTDFP			0.678055		0.727079		0.682691
MTHD			0.710539	0.900499	0.734411	0.795509	0.690751
MTDA			0.942405	0.968860	0.907961	0.927084	0.682691
PeajeFT_BT		0.720740	0.720740		0.807363		
PeajeFT_MT			0.777692		0.789860		

### 43. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	22.243678%	55.829269%	21.927054%
%E <sub>BTSA</sub>	25.513886%	41.632649%	32.853465%
%E <sub>AP-APPN</sub>	32.650107%	1.725436%	65.624457%
%E <sub>VSC</sub>	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>BTDP</sub>	16.679287%	56.262637%	27.058075%
%E <sub>BTDFP</sub>	15.551184%	64.142550%	20.306266%
%E <sub>BTDA</sub>	21.214386%	48.213306%	30.572308%
%E <sub>MTDP</sub>	16.471826%	58.479980%	25.048194%
%E <sub>MTDFP</sub>	15.631689%	61.961063%	22.407248%
%E <sub>MTDA</sub>	35.490693%	37.274773%	27.234533%

### 44. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	0.921849	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.952141	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.954327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión
kPP <sub>BTD</sub>	1.025975	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias BTD
kPP <sub>MTD</sub>	0.988692	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias MTD
kPBT <sub>BTD</sub>	1.003606	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Baja Tensión para las BTD
kPMT <sub>BTD</sub>	1.003606	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las BTD
kPMT <sub>MTD</sub>	1.016491	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las MTD



## 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

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

Ponderador	Valor	Definición
$PP_{BTSH}$	0.400000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Punta. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
$PI_{BTSH}$	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
$PV_{BTSH}$	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

### 46. 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

### 47. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

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

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

#### b. Cargo Único por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{FC_{BTS} \cdot 730} \cdot FAPot \cdot FPPBT \cdot FPPMT + CDBT$$

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

$$\cdot FAMT \cdot FACD_{MT} + AT$$

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

### 48. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

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

$$CF_{BTSH} = CF_{0BTS} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

#### b. Cargo Único por Energía de Punta (CUEP)



## 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

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

### c. Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI)

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

### d. Cargo Único por Energía de Valle (CUEV)

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

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

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

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

## 49. BTSA – BAJA TENSION SIMPLE AUTOPRODUCTORES

### a. cargo por Consumidor (CF)

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

### b. Cargo Único por Energía (CUE)

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

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



## 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

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

### 50. BTSP - BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO

#### a. Cargo Único por Energía (CUE)

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

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

### 51. AP - ALUMBRADO PUBLICO

#### a. Cargo Único por Energía (CUE)

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

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. APPN - ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

#### a. Cargo Único por Energía (CUE)

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

### 53. VSC - VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

#### a. Cargo Único por Energía (CUE)

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

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



## 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. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF_{0BTDP} \cdot FACF_{BT}$$

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)

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

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

a. cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{0BTDFP} \cdot FACF_{BT}$$

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)

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

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

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF_{0BTHD} \cdot FCF_{BT} \cdot FACF_{BT}$$

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)



## 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

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

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

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

## 57. MTD P – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

### a. cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

### b. Cargo por Energía (CE)

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

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

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

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

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

## 58. MTD FP – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

### a. cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF0_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

### 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)

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

## 59. MTH D – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

### a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF0_{MTD} \cdot FCF_{MT} \cdot FACF_{MT}$$

### 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)**

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

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

$$CPC_{MTHD} = CDMT \cdot FCR_{edMT_{MTHD}} \cdot FCI_{MTHD} \cdot FPCont_{MTHD} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

60. **BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES**

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

$$CF_{BTDA} = CF_{0BTDA} \cdot FACF_{BT}$$

b. **Cargo por Energía (CE)**

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

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

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

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

$$CPC_{BTDA} = CDBT \cdot FCR_{edBT_{BTDA}} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT \cdot FCR_{edMT_{BTDA}} \cdot FCI_{BTDA} \cdot FPCont_{BTDA} \cdot FPPMT \cdot FPPBT_{MT} \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

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

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

$$CF_{MTDA} = CF_{0MTDA} \cdot FACF_{MT}$$

b. **Cargo por Energía (CE)**

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

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

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

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

$$CPC_{MTDA} = CDMT \cdot FCR_{edMT_{MTDA}} \cdot FCI_{MTDA} \cdot FPCont_{MTDA} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

62. **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)**



## 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

$CPMax_{PeajeFT\_BT}$

$$= PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot (FPPBT \cdot FPPMT - 1) \cdot FAPot + CDBT$$

$$\cdot FCRedBT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPBT \cdot FABT \cdot FACD_{BT} + CDMT$$

$$\cdot FCRedMT_{PeajeFT\_BT} \cdot FCI_{PeajeFT\_BT} \cdot FPPMT \cdot FPPBT\_MT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

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

### 63. 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)**

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

$$\cdot FCRedMT_{Peaje\_MT} \cdot FCI_{Peaje\_MT} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

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

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

### 64. 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:

$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP\_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifa BTS, BTSH, BTSA, BTSPP
$CACYR_{BTDP-BTDFP-BTDA-BTH\_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDA-MTH\_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDA, MTHD
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión



## 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>CACYR</b> <sub>BTS- BTSA-BTSPP_0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSA, BTSP
<b>CACYR</b> <sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_0</sub>	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD
<b>CACYR</b> <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_0</sub>	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</b> <sub>BTS- BTSH- BTSA-BTSPP_0</sub>	169.43	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.
<b>CACYR</b> <sub>BTDP-BTDFP- BTDA-BTHD_0</sub>	218.37	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
<b>CACYR</b> <sub>MTDP- MTDFP-MTDA-MTHD_0</sub>	339.78	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDA, 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

#### 65. 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:



## 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>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.

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

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 (BTDf), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDF), 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>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 Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), 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



## 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>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 (BTSPP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda 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 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:

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



# 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

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

## 66. 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

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

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> .



**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

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

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<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 Autoproductores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda 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'<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

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

Donde:



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

<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>ntar<sup>TNS</sup></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), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda 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>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).
<b>PTE<sup>''</sup><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 <sup>''</sup> <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 Tarifas No afectas a Tarifa 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:

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

### 67. 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 Tarifas No afectas a Tarifa 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).





## 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>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 Tarifas No afectas a Tarifa 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 (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), 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 Autoprodutores (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), 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 $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como $(PTP_{t,i+1} - 1)$ , 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 (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



## 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

	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 Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes <i>i</i> del trimestre <i>n</i> . 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:

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

### 68. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

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

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

Donde:

<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 61.084016%
<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 38.915984%
<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

17



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

<b>K<sub>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<b>CPIBT<sub>p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
<b>MINRBT</b>	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
<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 614,446.97 kW.

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

Donde:

<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 48.786541%
<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.banquat.gob.gt">www.banquat.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 51.213459%
<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>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<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



## 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

	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>Dmax<sub>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 "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
<b>MINRMT</b>	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
<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 865,878.80 kW.

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

Donde:

<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 32.50%
<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 14.30%
<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%



## 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>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 20.80%
<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 13.80%
<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 18.60%
<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 (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:

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

Donde:

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

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

Para la determinación de la anualidad del VNR, en su formulación de recuperación de capital, el factor de depreciación será calculado para el promedio de los años de



depreciación de los activos adicionados, para el período de aprobación de cada Programa de Inversión durante la vigencia del presente pliego tarifario (fecha de incorporación al ajuste semestral, hasta el 31 de julio del año 2023).

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

$$\sum_n MINR$$

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

a. Años tarifarios a ser fiscalizados y auditados

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

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

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

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

Donde:

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

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

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

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

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



## 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

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"

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 el Anexo de la presente resolución. Los costos unitarios indicados en dicho Anexo están a moneda del 30 de diciembre del 2016.

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

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

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



## 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

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 20.322449%
<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 79.677551%
<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>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
<b>CPIBT<sub>P</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Baja Tensión.
<b>CFBT<sub>0</sub></b>	Cargo Fijo Base en Baja Tensión
<b>UsUBT</b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Baja Tensión, igual a un millón trescientos setenta y cuatro mil doscientos treinta y cinco (1,374,235).

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

Donde:

<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 20.322449%
<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>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 79.677551%
<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



## 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

	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>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
<b>CPIMT<sub>p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Media Tensión.
<b>CFMT<sub>0</sub></b>	Cargo Fijo Base en Media Tensión
<b>Us<sub>uMT</sub></b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el el Cargo Fijo base de Media Tensión, igual a seiscientos (600).

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

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

Donde:

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

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

### 69. 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

### 70. 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



## 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

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, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTDP, MTDFP, 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>VALLEa</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 30 DE JUNIO DE 2018

#### 71. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto – Octubre 2018:

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

	Valor	Unidades	Definición
<b>AT<sub>n</sub></b>	-0.062093	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

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

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



## 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

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	1.022724	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2018
FACD <sub>MT</sub>	1.093445	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2018
FACF <sub>BT</sub>	1.050546	Factor de Ajuste de CFBTS <sub>0</sub> y CFBTD <sub>0</sub> al 30 de junio de 2018
FACF <sub>MT</sub>	1.050546	Factor de Ajuste del CFMTD <sub>0</sub> al 30 de junio de 2018
FACACYR <sub>m</sub>	1.064417	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2018
FCF <sub>BT</sub>	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.
FCF <sub>MT</sub>	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 agosto de 2018 al 31 de enero de 2019.

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

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

<b>Baja Tensión Simple (BTS)</b>		
Cargo por Consumidor	8.887887	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía	1.125292	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP)</b>		
Cargo Único por Energía	ND	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)</b>		
Cargo por Consumidor	9.776675	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía de Punta	1.204227	Q / kWh
Cargo Único por Energía Intermedia	1.116298	Q / kWh
Cargo Único por Energía de Valle	1.068118	Q / kWh
Cargo Único por Energía de Valle adicional	0.883987	Q / kWh
<b>Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA)</b>		
Cargo por Consumidor	10.665464	Q / usuario-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 Único por Energía	1.178915	Q / kWh
<b>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)</b>		
Cargo por Consumidor	106.654640	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.798537	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	41.400229	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	56.406337	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	106.654640	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.793178	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	22.830062	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	26.613899	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	117.320104	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	0.779094	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.776780	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	0.855761	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.671631	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	37.413917	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	31.459109	Q /kW-mes
<b>Baja Tensión con Demanda Autoproductores (BTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	124.430413	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.801417	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	39.336733	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	33.414115	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)</b>		
Cargo por Consumidor	711.030932	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.751144	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	34.093098	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	15.598992	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)</b>		
Cargo por Consumidor	711.030932	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.749151	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	25.159099	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	10.356495	Q /kW-mes
<b>Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)</b>		
Cargo por Consumidor	782.134025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	0.734245	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.732054	Q / kWh



## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4<sup>o</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

Cargo por Energía de Valle	0.806825	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.632511	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	36.975665	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	10.911564	Q /kW-mes
<b>Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA)</b>		
Cargo por Consumidor	799.909799	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.753195	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	46.362589	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	17.683475	Q /kW-mes
<b>Tarifa Alumbrado Público (AP)</b>		
Cargo Único por Energía	1.256415	Q / kWh
<b>Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)</b>		
Cargo Único por Energía	1.256415	Q / kWh
<b>Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)</b>		
Cargo Único por Energía	1.024926	Q / kWh
<b>Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.055095	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.054930	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.060550	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	60.332636	Q /kW-mes
<b>Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)</b>		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.013810	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.013769	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.015178	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	19.343941	Q /kW-mes

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

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

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

	Valor	Unidad	Descripción
<b>CACYR</b> <sub>BTS-BTSH—BTSA-BTSP_m</sub>	180.34	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.



## 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>CACYR</b> <sub>BTDP-BTDFP-BTDA-BTHD_m</sub>	232.43	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDA, BTHD.
<b>CACYR</b> <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m</sub>	361.67	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, BTDA, MTHD.

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

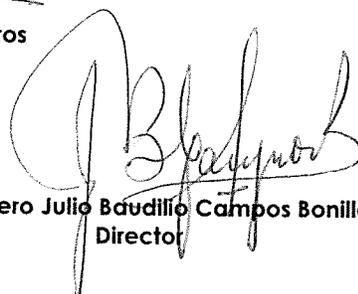
**PUBLÍQUESE.-**

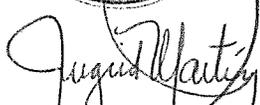
---

  
**Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos**

Presidente

  
**Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco**  
Director

  
**Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla**  
Director

  
**Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas**  
Secretaría General



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

**Lic. da. Ingrid Alejandra Martínez Rodas**  
Secretaría General



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

**ANEXO RESOLUCION CNEE-153-2018**

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

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



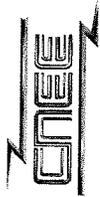


**COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA**  
 4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

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



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



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

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



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

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



**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 FAX (502) 2290-8002

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

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

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*





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

ACOMETIDAS Y MEDIDORES		Año Tarifario		1		2		3		4		5	
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año									
corr1	Reparación de acometida	correctivo	0.04	15,896.2	16,367.0	16,851.6	17,350.6	17,864.5	18,373.2	19,095.4	19,846.0	20,626.1	21,436.8
corr2	Sustitución de medidores	correctivo	0.05	18,373.2	19,095.4	19,846.0	20,626.1	21,436.8	22,247.3	23,098.6	23,980.0	24,892.4	25,835.7
prev1	Verificación de medidor	preventivo	0.02	4,741.0	4,927.4	5,121.1	5,322.4	5,531.6	5,746.7	5,977.0	6,213.3	6,456.6	6,706.9

## PUBLICACIONES VARIAS


**COMISIÓN NACIONAL  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**
**RESOLUCIÓN CNEE-146-2018**

Guatemala, 24 de julio de 2018

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley General de Electricidad, entre otras consideraciones, en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a usuarios del servicio de distribución final. Dicha ley en los artículos 61, 74, 76, 77 estipulan que, las tarifas a usuarios del servicio de distribución final serán determinadas por la Comisión y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma.

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

Que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, con fecha veintisiete de marzo de dos mil dieciocho, remitió a esta Comisión mediante nota identificada como VAD-028-2018, el Estudio Tarifario respectivo, el cual fue declarado improcedente por medio de la Resolución CNEE-104-2018. A través de dicha resolución, se formularon las observaciones correspondientes, para que el Estudio Tarifario presentado, fuera corregido por la Distribuidora a través de su empresa consultora, atendiendo las observaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**CONSIDERANDO:**

Que mediante nota identificada como VAD-049-2018, de fecha trece de junio de dos mil dieciocho, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima presentó ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el Estudio Tarifario, en su versión final, atendiendo las observaciones realizadas por medio de la resolución CNEE-104-2018, acompañando la totalidad de informes de Etapa (Etapas A a la G con correcciones); por lo que, con fundamento en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por mandato legal, aprobar un estudio tarifario para la fijación de las tarifas definitivas; consecuentemente, con base en los criterios técnicos, según dictamen GTE-Dictamen-603, se debe aprobar el Estudio Tarifario realizado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.

**POR TANTO:**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y en los artículos 92, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que determinan que los estudios tarifarios del Valor Agregado de Distribución deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previo a fijar las tarifas definitivas.

**RESUELVE:**

- I. Aprobar el Estudio Tarifario presentado por Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, mediante nota VAD-049-2018, de fecha trece de junio de dos mil dieciocho.
- II. La presente resolución entrará en vigencia a partir del día de su aprobación.

PUBLÍQUESE.-

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco  
Director

Ingeniero Julio Baudillo Campos Bonilla  
DirectorLicenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaría General

(150482-2)-31-julio


**COMISIÓN NACIONAL  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**
**RESOLUCIÓN CNEE-153-2018**

Guatemala, 27 de julio de 2018

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

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

**CONSIDERANDO:**

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

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la Tarifa No Social, que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, para el período comprendido del uno de agosto de dos mil dieciocho, al treinta y uno de julio de dos mil veintitrés, de conformidad con lo siguiente:

## I. Acrónimos

**AMM:** Administrador del Mercado Mayorista

**CNEE o Comisión:** Comisión Nacional de Energía Eléctrica

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

**LGE:** Ley General de Electricidad

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

**NTSD:** Normas Técnicas del Servicio de Distribución

**RAMM:** Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

**RLGE:** Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

## II. Condiciones Generales

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

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

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

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

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

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

- a. Información del solicitante: Nombre completo, dirección, teléfono, correo electrónico cuando proceda, datos para facturación (razón social, Número de Identificación Tributaria -NIT-, dirección de cobro, entre otros)
- b. Copia del Documento Único de Identificación -DUI-
- c. Constancia de propiedad del inmueble del que solicita el servicio, o representación para solicitar el servicio.

- d. Llenar formulario de características del servicio que solicita, de acuerdo al formato proporcionado por la Distribuidora.
- e. Firmar Contrato de Suministro, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio aprobadas por la Comisión. La Distribuidora deberá entregar una copia del contrato al usuario.
- f. Pago de la Garantía.

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

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. Asimismo, cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, la distribuidora de oficio y sin requerimiento por parte del usuario, deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto a más tardar siete (7) días después de rescindido el servicio. Dado que el usuario establece una garantía, la distribuidora no deberá exigir fiador para la conexión de un nuevo servicio.

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

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 suministrar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, entre otros, la red de media tensión, el transformador 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). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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 suministrar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye, 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). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente, transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y protección, 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 a 1.0% y de potencia de 1.4%.
  - c. Tarifas del grupo c) según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora suministrar el servicio en media tensión o baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye la red de media tensión y la acometida, para el caso de tarifas de baja tensión corresponderá la instalación y suministro del banco de transformación MT/BT. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

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

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 período de facturación, realizará la medición de todos los parámetros requeridos, de acuerdo a la categoría tarifaria del usuario, para que con estos parámetros pueda emitir la factura correspondiente al Usuario. Bajo ninguna circunstancia, la Distribuidora podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla lo indicado

en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en dicho caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología para la estimación de consumos.

11. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo, conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro; así como la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en ese sentido entre la Distribuidora y las Municipalidades.
12. El pago de la factura por servicio podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros), todo ello en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
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 del servicio, de manera individual, la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación por escrito, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la distribuidora no podrá seguir facturando consumos al Usuario. La Distribuidora por ningún motivo podrá realizar cortes de manera colectiva o generalizada, ya que el derecho que le otorga el artículo 50 de la LGE establece que el corte del servicio debe ser de manera individual.
15. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. A partir del momento en que el Usuario abone las facturas adeudadas, más el cargo por interés por mora y el cargo por corte y reconexión, la Distribuidora deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago, de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de un servicio temporal 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, asignándose 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 sistemas de riego y actividades agrícolas estacionales.

Para este 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 convienen a los usuarios, así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar su requerimientos de energía y potencia. Los precios que se reconocerán en las tarifas corresponderán en forma estricta a las condiciones obtenidas en dichas licitaciones.  
Los costos y servicios del Mercado Mayorista, asociados a las compras de energía y potencia, que se reconozcan en tarifas, serán estrictamente los establecidos en la normativa; la Distribuidora como representante de los usuarios en el Mercado

Mayorista, deberá realizar todas las acciones y gestiones pertinentes, para garantizar la correcta y eficiente administración de los contratos de suministro y que los costos en general que le sean asignados correspondan estrictamente a lo establecido en la normativa. La Comisión no reconocerá en tarifas costos que considere sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad de Servicio de Distribución Final de electricidad.

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

### III. 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 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 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 podrá darse las siguientes condiciones, si:

- a. 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 defina las NTSD.
- b. La Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) 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 excede el límite de 11 kW nuevamente, 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. 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 o 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 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 Reglamento de la Ley, 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 las Potencias Máximas Demandadas en estos tres meses; dicha situación será informada 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 tener una Potencia Máxima Demandada Igual a dicho valor suscrito.
- 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 día 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 día 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 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 Único por Energía (CUE):** Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía total consumida en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego.
- 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 Único por Energía de Punta (CUEP):** Es el cargo único por energía eléctrica que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda máxima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- m. **Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI):** Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda media y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- n. **Cargo Único por Energía Valle (CUEV):** Es el cargo único por energía que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de la energía consumida en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, del período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- o. **Cargo Único por Energía Valle adicional (CUEVa):** Es el cargo único por energía adicional al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, que los consumidores en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función de las compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima del período de facturación, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Este cargo está integrado por los cargos por consumo de energía eléctrica en el período de demanda mínima y los cargos mensuales o bimensuales de potencia que se definan en el presente pliego.
- 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 período 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, en 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, en 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 realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en 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 Único por Energía (CUE), que se aplica a la energía total medida en el período de facturación.
- b. **Baja Tensión Simple Horaria (BTSH):** es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general y cualquier uso de la energía eléctrica. La medición se realiza con un medidor de energía por banda horaria; a usuarios con esta tarifa podrá aplicarse el sistema de medición inteligente (*Smart-metering*) a requerimiento del usuario y aplicarán los costos que correspondan. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo Único por Energía de Punta (CUEP), un Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI), un Cargo Único por Energía de Valle (CUEV) y un Cargo Único por Energía de Valle adicional (CUEVa). Esta tarifa se crea 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 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.
- c. **Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA):** es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Único por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Único por Energía en sus diferentes cargos de potencia y energía, 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 (BTSP):** es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (prepago), esta tarifa aplicará a usuarios que cumplan con los requisitos que establecerá la CNEE oportunamente. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- e. **Alumbrado Público (AP):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado público municipal 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 establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- f. **Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de alumbrado privado 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, alumbrado privado, objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).
- 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, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Único por Energía (CUE).

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

- a. **Baja Tensión con Demanda en Punta (BIDP):** 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 en Fuera de Punta (BIDFP):** 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 (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 adecua 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. Asimismo, se tendrá la opción de implementación de sistemas de medición inteligente (*Smart-metering*) que suministren a los usuarios de 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 (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 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 adecua 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. Asimismo, se tendrá la opción de implementación de sistemas de medición inteligente (*Smart-metering*) que suministren a los usuarios de 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 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) podrán elegir la tarifa dentro de las categorías tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicadas a continuación: Baja Tensión Simple (BTS) y Baja Tensión Simple Horaria (BTSH).
27. Los usuarios del grupo a) que deseen utilizar la tarifa Baja Tensión Simple Pre-Pago deberán seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE; la Distribuidora en un plazo de seis meses deberá remitir a la CNEE su propuesta de implementación de las tarifas Pre-Pago. Las tarifas Pre-Pago, no requerirán un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.
28. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, 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 dieciocho meses, corresponderá a la Distribuidora incentivar el traslado a tarifas horarias durante este periodo.
29. 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	21.927054%
BTHD	21.555350%
MTHD	22.714421%

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

30. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTSH, BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora dispondrá de un plazo máximo de nueve meses y para la tarifa Pre-Pago un plazo de dieciocho 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 período 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.
31. 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.
32. 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 la 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 la 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.
33. 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

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

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

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

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

- b. Actividades de Operación y Mantenimiento y sus Frecuencias Anuales: comprenden los costos e inversiones por la supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, mantenimiento de equipos y otros relacionados con la operación y el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución y que están siendo reconocidos en el presente Pliego Tarifario, por lo que anualmente se supervisará y auditará la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento, así como de las inversiones, costos de capital y operación reconocidos que se detallan en el Anexo de la presente Resolución. En caso se determine que dichas inversiones no son realizadas en su totalidad, se procederá a realizar el ajuste correspondiente del Monto de Inversiones No Realizadas (MINR), en los ajustes semestrales correspondientes.
- c. Medidores totalizadores: comprenden los costos para la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de distribución, por medio de comparación de la medición totalizadora de centros de transformación que alimentan la red de distribución BT versus la sumatoria de los consumos de los medidores de los usuarios asociados a dicho centro de transformación. Además, la información se utiliza para la obtención de parámetros de calidad de potencia, optimización de carga de los centros de transformación, detectando aquellos sobrecargados o sub-dimensionados. La cantidad reconocida en su respectivo estudio es de un mil trescientos (1,300) medidores totalizadores, de los cuales deberán enviar mensualmente a la Comisión, la información recabada de todos los parámetros registrados por este tipo de medidores. En caso se determine que la Distribuidora no envía las mediciones obtenidas del total de medidores reconocidos, esta Comisión procederá a realizar un descuento en el ajuste correspondiente de los Costos de los Programas de Inversión (CPI) establecido en las fórmulas de ajuste semestral. Para fines de valorización, el Costo Unitario del Valor Nuevo de Reemplazo reconocido de estos medidores, a moneda del 30 de diciembre de 2016, es de un mil ciento treinta y dos dólares con veintinueve centavos (USD 1,132.21).

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

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

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

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

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

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

- i. Implementación de Medición Inteligente y tarifa prepago: En términos generales este proyecto implica: i. el cambio e instalación de medidores inteligentes a clientes que hoy día cuentan con medición con demanda en media y baja tensión y a usuarios cualificados del grupo tarifario a); ii. puesta en operación de tarifas prepago, por lo que la Distribuidora deberá implementar los sistemas comerciales e instalaciones necesarias que permitan que el cliente pague con anticipación la cantidad de energía que consumirá.
- ii. Adaptación Tecnológica por Distancias Eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por invasión de distancias mínimas de construcciones realizadas por terceros y que la Distribuidora cuente con las servidumbres correspondientes. Así como la realización de campañas de divulgación a municipalidades e información al usuario, referente a cumplir con las distancias mínimas de seguridad para la construcción de inmuebles.
- iii. Manejo de Equipos Sospechosos y/o Contaminados con Bifenilos Policlorados (PCB), de acuerdo al Convenio de Estocolmo: Este programa consiste en la identificación, pruebas, manejo, aislamiento y disposición final de aquellos equipos que muestran niveles altos de PCBs.

- iv. Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora, incluyendo sistemas de Micro Red eléctrica que permita el uso de fuentes de generación de origen renovable promoviendo de esta manera la sostenibilidad mediante el uso eficiente de la energía, reduciendo costos e incrementando la calidad y confiabilidad del sistema.

- v. Programas de Mejora de Atención al Cliente: Este programa contempla dos áreas. La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIIAU-. La distribuidora en un plazo máximo de doce (12) meses a partir de la vigencia de la presente resolución, deberá implementar el Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIIAU-. Este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### V. Pliego Tarifario

##### PRECIOS BASE

38. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, período del 1 mayo de 2018 al 30 de abril del 2019, los precios base serán los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.798619	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	54.669693	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PEST <sub>BTS</sub>	0.795750	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
PEST <sub>BTSA</sub>	0.803837	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple Autoprodutores
PEST <sub>AP</sub>	0.828031	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PEST <sub>VSC</sub>	0.801502	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalización o Comunicaciones
PEST <sub>BTDFP</sub>	0.794417	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>BTDP</sub>	0.799395	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>BTDA</sub>	0.802071	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>MTDFP</sub>	0.795960	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta
PEST <sub>MTDP</sub>	0.797916	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PEST <sub>MTDA</sub>	0.799929	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Autoprodutores
PEST <sub>PUNTA</sub>	0.781336	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PEST <sub>INTERMEDIA</sub>	0.779186	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PEST <sub>VALLE</sub>	0.852548	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle
PEST <sub>VALLEg</sub>	0.681519	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle adicional
PPOE <sub>VALLE</sub>	0.339460	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

##### COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

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

##### CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMTO	503.560293	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión
CFBTO	9.316244	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión
CFMT-MTDA <sub>0</sub>	761.422916	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda Autoprodutores
CFMT-MTD <sub>0</sub>	676.820370	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTDA <sub>0</sub>	118.443565	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda Autoprodutores
CFBT-BTD <sub>0</sub>	101.523055	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda en Punta o en Fuera de Punta
CFBT-BTSA <sub>0</sub>	8.460255	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple
CFBT-BTSA <sub>0</sub>	10.152306	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple Autoprodutores
CCU-BTSP	ND	Q/kWh	Cargo de Comercialización Unitario, Usuarios Baja Tensión Simple Pre-Pago

##### PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

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

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTP	FCI	FCIP	FPCont
BTS	0.638285	465.948260	1.000000	1.000000				
BTSA	0.540802	394.785304	0.962361	0.962361				
AP-APPN	0.494248	360.800996	1.000000	1.000000				
VSC	0.679931	496.349330	0.721978	0.721978				
BTDP			0.882792	0.882792		0.829088		0.776074
BTDFP			0.643993	0.643993		0.626732		0.664017
BTHD			0.700890	0.700890	0.953487	0.664899	0.711724	0.682241
BTDA			0.838166	0.838166	0.942709	0.595636	0.756857	0.676419
MTDP				0.765460		0.872761		0.758816
MTDFP				0.678055		0.727079		0.682691
MTHD				0.710539	0.900499	0.734411	0.795509	0.690751
MTDA				0.942405	0.968860	0.907961	0.927084	0.682691
Peaje <sub>BT</sub>			0.720740	0.720740		0.807363		
Peaje <sub>MT</sub>				0.777692		0.789860		

43. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
%E <sub>BTS</sub>	22.243678%	55.829269%	21.927054%
%E <sub>BTSA</sub>	25.513886%	41.632649%	32.853465%
%E <sub>AP-APPN</sub>	32.650107%	1.725436%	65.624457%
%E <sub>VSC</sub>	18.257717%	51.858180%	29.884104%
%E <sub>BTDP</sub>	16.679287%	56.262637%	27.058075%
%E <sub>BTDFP</sub>	15.551184%	64.142550%	20.306266%
%E <sub>BTDA</sub>	21.214386%	48.213306%	30.572308%
%E <sub>MTDP</sub>	16.471826%	58.479980%	25.048194%
%E <sub>MTDFP</sub>	15.631689%	61.961063%	22.407248%
%E <sub>MTDA</sub>	35.490693%	37.274773%	27.234533%

44. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAP <sub>01</sub>	0.921849	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	0.952141	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	0.954327	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión
kPP <sub>BTD</sub>	1.025975	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias BTD
kPP <sub>MTD</sub>	0.988692	Factor de ajuste de costos por potencia entre opciones tarifarias MTD
kPBT <sub>BTD</sub>	1.003606	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Baja Tensión para las BTD
kPMT <sub>BTD</sub>	1.003606	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las BTD
kPMT <sub>MTD</sub>	1.016491	Factor de ajuste de costos de distribución entre opciones tarifarias en Media Tensión para las MTD

**45. 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.

**46. 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**

**47. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE**

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

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

**b. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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

**48. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA**

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

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

**b. Cargo Único por Energía de Punta (CUEP)**

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

**c. Cargo Único por Energía Intermedia (CUEI)**

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

**d. Cargo Único por Energía de Valle (CUEV)**

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

**e. Cargo Único por Energía de Valle adicional (CUEVA)**

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

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

**49. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES**

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

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

**b. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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

**50. BTSP – BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO**

**a. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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

**51. AP – ALUMBRADO PUBLICO**

**a. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO**

**a. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES**

**a. Cargo Único por Energía (CUE)**

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

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

**54. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA**

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

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

**b. Cargo por Energía (CE)**

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

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

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

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

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

**55. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA**

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

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

**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)**

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

**56. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA**

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

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

**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)**

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

**57. MTDp – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA**

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

$$CF_{MTDP} = CFO_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

**b. Cargo por Energía (CE)**

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

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

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

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

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

**58. MTDpF – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA**

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

$$CF_{MTDpF} = CFO_{MTD} \cdot FACF_{MT}$$

**b. Cargo por Energía (CE)**

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

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

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

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

$$CPC_{MTDpF} = CDMT \cdot FCRedMT_{MTDpF} \cdot FCI_{MTDpF} \cdot FPCont_{MTDpF} \cdot kPMT_{MTD} \cdot FPPMT \cdot FAMT \cdot FACD_{MT}$$

**59. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA**

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

$$CF_{MTHD} = CFO_{MTD} \cdot FCF_{MT} \cdot FACF_{MT}$$

**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)**

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

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

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

**60. BTDA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES**

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

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

**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)**

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

**61. MTDa – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA AUTOPRODUCTORES**

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

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

**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)**

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

**62. 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)**

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

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

**63. 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)**

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

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

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

**64. 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 MTDp, MTDpF, 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-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 MTDp, MTDpF, 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>	169.43	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>	218.37	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>	339.78	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDp, MTDpF, MTDa, 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**

**65. 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.

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

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>nTarTNS</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), Alumbrado Público (AP), 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), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<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:

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

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

**66. 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> .

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

Donde:

<b>PRE<sub>n</sub></b>	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
<b>CED<sub>n</sub></b>	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
<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>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), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTHD), Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (BTDA), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTHD), Media Tensión con Demanda Autoprodutores (MTDA), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
<b>PTE'<sub>i,t+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>i,t+1</sub> radica en que en para PTE' <sub>i,t+1</sub> los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

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

Donde:

<b>MPAETNS<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 (BTSP), Alumbrado Público (AP), 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 (BDTDFP), 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,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>i,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>i,i+1</sub> radica en que para PTE <sub>i,i+1</sub> los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE <sub>i,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 Tarifas No afectas a Tarifa 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<sup>TNS</sup><sub>n</sub>** se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si  $MPRE<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAE<sup>TNS</sup><sub>n} \leq 0 \rightarrow APENR<sup>TNS</sup><sub>n} = 0</sub></sub></sub>$
- Si  $MPRE<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAE<sup>TNS</sup><sub>n} > 0 \rightarrow APENR<sup>TNS</sup><sub>n} = MPRE<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAE<sup>TNS</sup><sub>n}</sub></sub></sub></sub></sub>$

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

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

$$APPNR<sup>TNS</sup><sub>n} = MPRP<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAP<sup>TNS</sup><sub>n}</sub></sub></sub>$$

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

$$MPRP<sup>TNS</sup><sub>n} = CCPR<sup>TNS</sup><sub>n} \cdot PRP<sub>n}</sub></sub></sub>$$

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> .

$$PRP<sub>n} = \frac{CPD<sub>n} - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETOT} (EF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1})}{CPD<sub>n}}</sub></sub></sub>$$

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 Tarifas No afectas a Tarifa 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 (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTDFP), 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>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>PTP'_{i,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 Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con PTP'_{i,i+1} radica en que para PTP'_{i,i+1} los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
<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 (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), 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).

$$MPAP<sup>TNS</sup><sub>n} = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarETNS} (EF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntarD} (DF_{i,i+1} \cdot PTP'_{i,i+1} \cdot PP_i)</sub>$$

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 (BTSA), Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC).
<b>PTP'_{i,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. 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 (BDTP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BDTDFP), 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 Tarifas No afectas a Tarifa 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  $MPRP<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAP<sup>TNS</sup><sub>n} \leq 0 \rightarrow APPNR<sup>TNS</sup><sub>n} = 0</sub></sub></sub>$
- Si  $MPRP<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAP<sup>TNS</sup><sub>n} > 0 \rightarrow APPNR<sup>TNS</sup><sub>n} = MPRP<sup>TNS</sup><sub>n} - MPAP<sup>TNS</sup><sub>n}</sub></sub></sub></sub></sub>$

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

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

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

Donde:

<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 61.084016%
<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.banaguat.gob.gt">www.banaguat.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 38.915984%
<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>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<b>CPIMT<sub>p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
<b>MINRBT</b>	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
<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 614,446.97 kW.

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

Donde:

<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 48.786541%
<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 51.213459%
<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>CD,N</sub></b>	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
<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 "p" hasta "x", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
<b>MINRMT</b>	Monto de Inversiones No Realizadas de actividades de Operación y Mantenimiento para el año tarifario n, asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
<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 865,878.80 kW.

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

Donde:

<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 32.50%
<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 14.30%
<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 20.80%
<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 13.80%
<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 18.60%
<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 (CPI) asignables a los Cargos por Distribución:**

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

Donde:

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

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

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

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

$$\sum_n MINR$$

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

a. Años tarifarios a ser fiscalizados y auditados

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

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

$$MINRBT = MIRECBT_n - MIRBT_n$$

En caso MIRBT<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"

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

tarifario "n"

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

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

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

$$MINRMT = MIRECMT_n - MIRMT_n$$

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

<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 20.322449%
<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 79.677551%
<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>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
<b>CPI<sub>BT,p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Baja Tensión.
<b>CFBT<sub>0</sub></b>	Cargo Fijo Base en Baja Tensión
<b>Usu<sub>BT</sub></b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Fijo base de Baja Tensión, igual a un millón trescientos setenta y cuatro mil doscientos treinta y cinco (1,374,235).

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

Donde:

<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 20.322449%
<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>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 79.677551%
<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>CF,N</sub></b>	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1
<b>CPI<sub>MT,p</sub></b>	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión "p" hasta "x", asignables al Cargo Fijo en Media Tensión.
<b>CFMT<sub>0</sub></b>	Cargo Fijo Base en Media Tensión
<b>Usu<sub>MT</sub></b>	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el el Cargo Fijo base de Media Tensión, igual a seiscientos (600).

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

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

Donde:

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

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

**69. 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

**70. 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, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTHD, MTDp, MTDfP, 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>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 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>VALLE</sub></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 30 DE JUNIO DE 2018**

**71. Ajuste Trimestral, Trimestre Agosto - Octubre 2018:**

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

	Valor	Unidades	Definición
<b>AT<sub>n</sub></b>	-0.062093	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

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

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

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD <sub>BT</sub>	1.022724	Factor de Ajuste del CDBT al 30 de junio de 2018
FACD <sub>MT</sub>	1.093445	Factor de Ajuste del CDMT al 30 de junio de 2018
FACF <sub>BT</sub>	1.050546	Factor de Ajuste de CFBT <sub>0</sub> y CFBT <sub>D0</sub> al 30 de junio de 2018
FACF <sub>MT</sub>	1.050546	Factor de Ajuste del CFMTD <sub>0</sub> al 30 de junio de 2018
FACAC <sub>YR<sub>m</sub></sub>	1.064417	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 30 de junio de 2018
FCF <sub>BT</sub>	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.
FCF <sub>MT</sub>	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 agosto de 2018 al 31 de enero de 2019.

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

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

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo por Consumidor	8.887887	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía	1.125292	Q / kWh
Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP)		
Cargo Único por Energía	ND	Q / kWh
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)		
Cargo por Consumidor	9.776675	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía de Punta	1.204227	Q / kWh
Cargo Único por Energía Intermedia	1.116298	Q / kWh
Cargo Único por Energía de Valle	1.068118	Q / kWh
Cargo Único por Energía de Valle adicional	0.883987	Q / kWh
Baja Tensión Simple Autoprodutores (B TSA)		
Cargo por Consumidor	10.665464	Q / usuario-mes
Cargo Único por Energía	1.178915	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (B TDP)		
Cargo por Consumidor	106.654640	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.798537	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	41.400229	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	56.406337	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (B TDFP)		
Cargo por Consumidor	106.654640	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.793178	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	22.830062	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	26.613899	Q / kW-mes
Baja Tensión Horaria con Demanda (B THD)		
Cargo por Consumidor	117.320104	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	0.779094	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.776780	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	0.855761	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.671631	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	37.413917	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	31.459109	Q / kW-mes
Baja Tensión con Demanda Autoprodutores (B TDA)		
Cargo por Consumidor	124.430413	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.801417	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	39.336733	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	33.414115	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (M TDP)		
Cargo por Consumidor	711.030932	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.751144	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	34.093098	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	15.598992	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (M TDFP)		
Cargo por Consumidor	711.030932	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.749151	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	25.159099	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	10.356495	Q / kW-mes
Media Tensión Horaria con Demanda (M THD)		
Cargo por Consumidor	782.134025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	0.734245	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.732054	Q / kWh

Cargo por Energía de Valle	0.806825	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.632511	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	36.975665	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	10.911564	Q / kW-mes
Media Tensión con Demanda Autoprodutores (M TDA)		
Cargo por Consumidor	799.909799	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.753195	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	46.362589	Q / kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	17.683475	Q / kW-mes
Tarifa Alumbrado Público (A P)		
Cargo Único por Energía	1.256415	Q / kWh
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (A PPN)		
Cargo Único por Energía	1.256415	Q / kWh
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (V SC)		
Cargo Único por Energía	1.024926	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.055095	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.054930	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.060550	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	60.332636	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.013810	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.013769	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.015178	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	19.343941	Q / kW-mes

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

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

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

	Valor	Unidad	Descripción
CAC <sub>YR</sub> <sub>BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m</sub>	180.34	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSPP.
CAC <sub>YR</sub> <sub>BTDFP-BTDFP-BTDA-BTHD_m</sub>	232.43	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDFP, BTDFP, BTDA, BTHD.
CAC <sub>YR</sub> <sub>MTDP-MTDFP-MTDA-MTHD_m</sub>	361.67	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, BTDA, MTHD.

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

**PUBLÍQUESE.-**

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco  
Director

Ingeniero Estuardo López Barrientos  
Presidente

Ingeniero Julio Baudilio Campos Bonilla  
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas  
Secretaria General

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

## ANEXO RESOLUCION CNEE-153-2018

## ACTIVIDADES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RECONOCIDAS POR AÑO TARIFARIO

RED DE MEDIA TENSIÓN			Año Tarifario:	1	2	3	4	5
Código	Actividad	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
op1	Apertura o cierre de puentes para maniobra	operación	97.38	16.3	16.6	16.9	17.2	17.5
op2	Consignación de red	operación	60.30	446.6	455.0	463.6	472.4	481.4
op3	Consignación instalaciones por mantenimiento SET	operación	79.10	2,079.4	2,118.3	2,158.3	2,199.3	2,241.3
corr1	Visitas a instalaciones	correctivo	32.11	9,933.7	10,119.8	10,310.6	10,506.4	10,707.3
corr2	Reparación de línea aérea	correctivo	85.24	2,446.3	2,492.2	2,539.2	2,587.4	2,636.9
corr3	Reemplazo de conductor	correctivo	420.51	1,675.6	1,707.0	1,739.2	1,772.3	1,806.1
corr4	Reemplazo de poste	correctivo	692.84	894.5	911.2	928.4	946.0	964.1
corr5	Reemplazo de aislador	correctivo	106.85	1,156.0	1,177.7	1,199.9	1,222.7	1,246.1
corr6	Reemplazo de empalme	correctivo	125.80	1,131.1	1,152.3	1,174.0	1,196.3	1,219.2
corr7	Revisión de poste	correctivo	32.11	1,124.0	1,145.1	1,166.7	1,188.8	1,211.6
corr8	Reemplazo de puente	correctivo	166.43	638.6	650.6	662.9	675.4	688.4
corr9	Reparación de retenida	correctivo	73.82	584.6	595.5	606.7	618.3	630.1
corr10	Reemplazo de crucero	correctivo	188.37	542.9	553.1	563.5	574.2	585.2
corr11	Aplomado de poste	correctivo	117.54	289.0	294.4	300.0	305.7	311.5
corr12	Instalación de ancla	correctivo	151.81	264.6	269.5	274.6	279.8	285.2
corr13	Reemplazo de herrajes	correctivo	72.41	190.4	194.0	197.6	201.4	205.2
corr14	Reemplazo de terminación	correctivo	216.64	131.4	133.9	136.4	139.0	141.7
corr15	Retiro de objeto en la red	correctivo	93.31	121.4	123.7	126.0	128.4	130.9
corr16	Reemplazo de extensión de red	correctivo	102.77	121.2	123.5	125.8	128.2	130.6
corr17	Nivelación de curcero	correctivo	95.88	101.5	103.4	105.3	107.3	109.4
corr18	Reemplazo de brace	correctivo	101.98	96.5	98.3	100.1	102.0	104.0
corr19	Limpieza de fosa de servicios auxiliares	correctivo	74.71	93.3	95.1	96.9	98.7	100.6
corr21	Instalación de puesta a tierra	correctivo	105.15	13.6	13.9	14.2	14.4	14.7
corr22	Reemplazo de extensión primaria	correctivo	117.42	13.1	13.4	13.6	13.9	14.2
corr23	Traslado de poste	correctivo	59.87	12.3	12.5	12.8	13.0	13.3
corr24	Reemplazo de medición	correctivo	155.33	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
corr25	Instalación de candado de gabinete	correctivo	45.91	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
corr26	Inspección termográfica	correctivo	35.24	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2
corr27	Revisión de estribo	correctivo	68.89	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
corr28	Modificación de puesta a tierra	correctivo	57.60	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
corr29	Reemplazo de hotline	correctivo	139.09	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
prev1	Poda, desrame y tala de árboles con pick up	preventivo	112.84	17,753.9	18,086.5	18,427.6	18,777.5	19,136.6
prev2	Poda, desrame y tala de árboles con camión	preventivo	24.23	3,133.0	3,191.7	3,251.9	3,313.7	3,377.0
prev3	Inventariado y georeferenciación de red	preventivo	14.60	4,306.2	4,386.9	4,469.6	4,554.5	4,641.6
prev4	Inspección termográfica	preventivo	35.24	1,984.7	2,021.9	2,060.0	2,099.2	2,139.3
prev5	Reemplazo de soporte y/o aislador	preventivo	105.44	1,583.0	1,612.6	1,643.1	1,674.3	1,706.3
prev6	Revisión de estribo	preventivo	68.89	1,515.0	1,543.4	1,572.5	1,602.4	1,633.0
prev7	Reemplazo de cadena de de aisladores de suspensión o remate	preventivo	164.68	1,122.9	1,144.0	1,165.6	1,187.7	1,210.4
prev8	Reemplazo de poste	preventivo	692.84	726.7	740.3	754.3	768.6	783.3
prev9	Reemplazo de conductor	preventivo	420.51	552.6	563.0	573.6	584.5	595.7
prev10	Reemplazo de aislador	preventivo	106.85	733.3	747.0	761.1	775.5	790.4
prev12	Supervisión técnica	preventivo	56.52	364.3	371.1	378.1	385.3	392.7
prev13	Reemplazo de cable dañado	preventivo	340.18	258.1	262.9	267.9	273.0	278.2
prev14	Reemplazo de crucero doble	preventivo	395.73	254.1	258.9	263.7	268.7	273.9
prev15	Mantenimiento de red	preventivo	129.39	211.7	215.6	219.7	223.9	228.2
prev16	Reemplazo de empalme	preventivo	125.80	207.7	211.6	215.6	219.7	223.9
prev17	Reparación de retenida	preventivo	73.82	195.4	199.0	202.8	206.6	210.6
prev18	Instalación de ancla	preventivo	151.81	164.4	167.5	170.7	173.9	177.2
prev19	Instalación de puesta a tierra	preventivo	105.15	155.0	157.9	160.8	163.9	167.0
prev20	Reemplazo de estribo	preventivo	124.83	145.8	148.5	151.3	154.2	157.2
prev21	Reemplazo de puente en fly tap	preventivo	216.21	74.2	75.6	77.0	78.5	80.0
prev22	Reemplazo de extensión primaria	preventivo	117.42	68.7	70.0	71.3	72.7	74.1

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

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

corr26	Reemplazo de reconectador	correctivo	14,060.09	17.3	17.7	18.0	18.4	18.7
corr27	Medición de cobertura de radio para control	correctivo	63.63	12.0	12.3	12.5	12.7	13.0
corr28	Modificación del sistema de control	correctivo	123.67	8.0	8.2	8.3	8.5	8.7
corr29	Refuerzo de gabinete de control	correctivo	246.78	7.7	7.9	8.0	8.2	8.3
corr30	Reemplazo de aceite en reconectador	correctivo	408.36	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1
corr31	Retiro de equipos del sistema de control	correctivo	39.02	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7
corr32	Reemplazo de cámara de interrupción	correctivo	706.20	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1
corr33	Evaluación punto de automatización	correctivo	51.89	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
corr34	Reemplazo de batería de sistema de comunicaciones	correctivo	116.91	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr35	Reemplazo de terminal	correctivo	106.96	2.4	2.5	2.5	2.5	2.6
corr36	Reemplazo de PT	correctivo	748.48	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5
corr37	Reemplazo de paleta 500	correctivo	135.36	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4
corr38	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	correctivo	3,890.86	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
corr39	Reemplazo de equipo de comunicaciones	correctivo	282.26	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr40	Reemplazo de supresor de voltaje	correctivo	70.90	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5
corr41	Reemplazo de batería de sistemas de control y protecciones	correctivo	172.53	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr42	Reemplazo de puente en sistema de comunicaciones	correctivo	256.32	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr43	Reemplazo de puente en sistema de control	correctivo	584.47	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
corr44	Reemplazo de seccionador automatizado	correctivo	5,731.39	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr45	Refuerzo de gabinete de control de reconectador	correctivo	246.78	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9
corr46	Reemplazo de seccionador	correctivo	1,304.13	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev2	Instalación de registrador	preventivo	47.97	1,383.0	1,409.7	1,437.1	1,465.3	1,494.2
prev3	Pruebas básicas de equipos	preventivo	22.19	753.0	767.5	782.4	797.8	813.5
prev4	Evaluación punto de protección	preventivo	51.89	723.1	737.1	751.3	766.1	781.2
prev5	Mantenimiento del sistema de control	preventivo	54.35	330.7	337.1	343.6	350.3	357.2
prev6	Prueba de baterías del sistema de control	preventivo	21.73	283.5	289.0	294.6	300.4	306.3
prev8	Instalación de loggers de sistema de control	preventivo	256.32	160.6	163.7	166.9	170.2	173.5
prev10	Mantenimiento de baterías del sistema de control	preventivo	22.16	78.4	79.9	81.5	83.1	84.7
prev11	Mantenimiento de seccionador automatizado	preventivo	104.63	74.1	75.5	77.0	78.5	80.0
prev13	Revisión de reconectador	preventivo	44.05	45.7	46.6	47.5	48.4	49.4
prev14	Prueba de contactos de interruptor	preventivo	77.70	44.1	45.0	45.8	46.7	47.7
prev15	Prueba de aislamiento	preventivo	77.70	39.2	40.0	40.7	41.5	42.4
prev16	Restauración de reconectador	preventivo	40.14	35.5	36.2	36.9	37.6	38.3
prev17	Mantenimiento de equipo de maniobra	preventivo	104.63	34.5	35.2	35.8	36.5	37.3
prev18	Mantenimiento de interruptor	preventivo	81.39	20.3	20.6	21.0	21.5	21.9
prev19	Actualización del SCADA	preventivo	23.24	18.1	18.5	18.9	19.2	19.6
prev20	Mantenimiento de baterías del sistema de comunicaciones	preventivo	22.16	15.1	15.4	15.7	16.0	16.4
prev21	Prueba de baterías de reconectador	preventivo	21.73	14.2	14.5	14.8	15.1	15.4
prev22	Prueba del sistema de control	preventivo	21.73	13.3	13.6	13.9	14.1	14.4
prev23	Prueba de control de reconectador	preventivo	104.63	12.4	12.7	12.9	13.2	13.4
prev24	Prueba del sistema de comunicaciones	preventivo	41.62	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev25	Toma de datos de curva del sistema de control	preventivo	28.65	10.1	10.3	10.5	10.7	10.9
prev26	Prueba de aislamiento reconectador	preventivo	77.70	5.9	6.0	6.1	6.3	6.4
prev27	Limpieza de cuchilla de seccionador	preventivo	104.63	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8
prev28	Reconfiguración del sistema de control	preventivo	28.65	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7
prev29	Cambio de fase de CT	preventivo	135.95	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2
prev30	Instalación de reconectador	preventivo	9,936.72	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8
prev31	Mantenimiento equipo de maniobra	preventivo	81.39	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1
prev44	Traslado de cuchillas	preventivo	903.78	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
prev45	Reemplazo de unidad remota de sistema de control	preventivo	597.44	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

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

RED DE BAJA TENSIÓN			Año Tarifario	1	2	3	4	5
Código	Tarea	Razón Actividad	CURA [USD/act]	FRA por año				
op1	Apertura o cierre de puentes para maniobra	operación	46.09	13.6	14.1	14.5	15.0	15.5
op2	Consignación de red	operación	48.82	4,920.6	5,079.6	5,245.6	5,419.1	5,600.4
corr1	Reparación de línea aérea	correctivo	41.05	2,844.7	2,936.7	3,032.6	3,132.9	3,237.7
corr2	Reemplazo de aislador	correctivo	54.01	2,534.7	2,616.6	2,702.2	2,791.5	2,884.9
corr3	Reemplazo de conductor	correctivo	383.86	1,229.2	1,268.9	1,310.3	1,353.7	1,399.0
corr4	Reemplazo de empalme	correctivo	82.18	586.2	605.2	625.0	645.6	667.2
corr5	Reemplazo de puente	correctivo	122.72	524.6	541.6	559.3	577.8	597.1
corr6	Aplomado de poste	correctivo	96.03	134.5	138.8	143.4	148.1	153.1
corr7	Reemplazo de puentes	correctivo	194.64	57.0	58.8	60.7	62.7	64.8
corr8	Reemplazo de crucero sencillo	correctivo	253.10	46.3	47.8	49.4	51.0	52.7
corr9	Reemplazo de conector	correctivo	39.14	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
corr10	Reemplazo de poste	correctivo	619.27	5.5	5.6	5.8	6.0	6.2
prev1	Actualización del SIGRE	preventivo	11.85	29,198.1	30,141.6	31,126.7	32,155.8	33,231.9
prev2	Poda, desrame y tala de árboles con pick up	preventivo	59.91	15,164.6	15,654.7	16,166.3	16,700.8	17,259.6
prev3	Medición para optimización de cargas	preventivo	41.22	4,306.1	4,445.2	4,590.5	4,742.3	4,901.0
prev4	Conexión y desconexión de servicio	preventivo	68.30	1,942.5	2,005.3	2,070.8	2,139.3	2,210.9
prev5	Inspección termográfica	preventivo	28.53	1,608.7	1,660.6	1,714.9	1,771.6	1,830.9
prev6	Reemplazo de soporte secundario	preventivo	57.35	677.1	699.0	721.9	745.7	770.7
prev7	Reemplazo de crucero sencillo	preventivo	253.10	594.7	613.9	634.0	654.9	676.9
prev8	Reemplazo de conductor	preventivo	383.86	274.2	283.1	292.4	302.0	312.1
prev9	Reemplazo de conector	preventivo	39.14	112.6	116.2	120.0	124.0	128.1
prev10	Medición de Líneas	preventivo	19.51	84.6	87.4	90.2	93.2	96.3
prev11	Supervisión técnica	preventivo	45.01	64.3	66.4	68.6	70.8	73.2
prev12	Nivelación de conductor	preventivo	56.49	62.4	64.4	66.5	68.7	71.0
prev13	Reemplazo de empalme	preventivo	82.18	43.6	45.0	46.5	48.0	49.6
prev14	Reemplazo de soporte para entorchado	preventivo	47.81	33.7	34.8	35.9	37.1	38.3
prev15	Reemplazo de puentes	preventivo	194.64	20.3	20.9	21.6	22.3	23.1
prev16	Reemplazo de cubierta plástica	preventivo	28.50	8.2	8.5	8.7	9.0	9.3
prev17	Aplomado de poste	preventivo	96.03	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev18	Reemplazo de flauta secundaria	preventivo	83.77	7.4	7.6	7.9	8.1	8.4
prev19	Reemplazo de poste	preventivo	619.27	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0

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