



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

RESOLUCIÓN CNEE-108-2020
Guatemala, 23 de abril de 2020
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020 resolvió declarar con lugar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la entidad Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en contra de la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificada como CNEE-145-2019, de fecha 25 de junio de 2019, que contiene la aprobación del Estudio del Valor Agregado de Distribución de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, revocando la misma, y en consecuencia ordena en dicha resolución: "... III) Se ordena a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- emitir la resolución que en derecho corresponde con base en lo considerado en la presente resolución, aprobando el Estudio Tarifario presentado por la entidad recurrente con fecha 24 de mayo del año dos mil diecinueve, identificado como 'Informe de Etapa G: Estudio Tarifario G.2 Final (ajustado según dictamen de la Comisión Pericial.)', y a partir de este proceda a fijar las tarifas definitivas para el quinquenio 2019-2024...".

CONSIDERANDO:

Que en cumplimiento de lo ordenado por el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-69-2020 por medio de la cual resolvió "I. Aprobar con correcciones el Estudio del Valor Agregado de Distribución iniciado por **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, el cual servirá de base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes...", motivo por el cual es procedente la emisión de los referidos Pliegos Tarifarios para Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad 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.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y con fundamento en lo establecido en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad, artículos 92, 98 y 99 de su Reglamento y lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas.

RESUELVE:

1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa No Social**, que atiende **Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima**, para el período comprendido del **uno de mayo de dos mil veinte al treinta y uno de octubre de dos mil veinticuatro**, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acrónimos

AMM: Administrador del Mercado Mayorista

BT: Baja Tensión

CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica

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

LGE: Ley General de Electricidad

MT: Media Tensión

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



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

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

II. Condiciones Generales

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

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

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

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

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

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

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

8. Equipo e instalaciones a suministrar por parte de la Distribuidora:
- Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.
 - Tarifas de Media Tensión del grupo b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario o punto acordado de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.
- La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión; en este último caso, la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.0% y de potencia igual a 1.4%.
- Tarifas del grupo c), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión o en baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario; lo cual incluye de 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 lo 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 RLGE 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. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla para este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del RLGE; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

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 RLGE, 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 este sentido entre la Distribuidora y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.
12. El pago de la factura por el servicio de distribución final de electricidad podrá realizarse en las agencias u oficinas comerciales dispuestas por la distribuidora, o bien a través de los agentes recaudadores autorizados por la misma (sistema bancario nacional, cooperativas, entre otros). De igual forma la distribuidora deberá habilitar los sistemas informáticos que permitan al usuario realizar sus pagos por vía remota (página WEB, banca electrónica, aplicaciones móviles, entre otros); todo ello, en función de facilitar a los usuarios la realización del pago por el servicio. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos, lo cual se podrá informar en la factura que reciben en cada periodo de facturación. La Distribuidora podrá hacer uso del reverso de su factura para informar al usuario, respecto a los temas que la CNEE le requiera.
13. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta (30) días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.
14. Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LGE 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 RLGE.
16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de este servicio deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, asignándoles el correspondiente Número de Identificación del Suministro, y deberá ser reportado a esta Comisión dentro de las bases de datos comerciales y de facturación, indicando su condición de servicio temporal.





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

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

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

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

III. Categorías Tarifarias

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

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

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

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

La Distribuidora está obligada a proporcionarle al Usuario toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

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

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de la mayor Potencia Máxima Demandada en estos





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

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 que se le suministre 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 Unitario por Energía (CUE): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
- g. Cargo por Energía (CE): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el período de facturación.
- h. Cargo por Energía de Punta (CEP): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- i. Cargo por Energía Intermedia (CEI): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- j. Cargo por Energía de Valle (CEV): Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- k. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa): Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
- l. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
- m. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función de la energía eléctrica consumida, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

- Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
- n. Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función de la energía eléctrica consumida, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
 - o. Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVa): Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función del consumo adicional de la energía respecto al consumo típico del grupo tarifario, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función del costo establecido por compras adicionales de energía consumida en el período de demanda mínima definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definan en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicara la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
 - p. Cargo por Potencia de Punta (CPP): es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación.
 - q. Cargo por Potencia Máxima (CPMax): es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el período de facturación.
 - r. Cargo por Potencia Contratada (CPC): es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el período de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución – NTSD-
 - s. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
 - t. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
 - u. Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el período de facturación, para los usuarios del grupo c).
23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):
- a. Baja Tensión Simple (BTS): es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total consumida y medida durante el período de facturación. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
 - b. Baja Tensión Simple Horaria (BTSH): Es una tarifa en Baja Tensión que podrá ser aplicada a usuarios conectados en baja tensión en general y para cualquier uso de la energía eléctrica.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Esta tarifa se podrá implementar a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo o utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentiva el uso de la energía en el periodo de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.

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

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

- c. Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA): es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoproducidos con excedentes de energía conectados en baja tensión, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de energía y el cargo mensual de potencia, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.
- d. Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSP): es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (prepago), que se podrá implementar cuando se determine su viabilidad por la CNEE conjuntamente con la Distribuidora o a solicitud de ésta, en beneficio de los usuarios. Para dicha implementación la CNEE establecerá oportunamente los requisitos que deberán cumplir los usuarios para optar a esta opción tarifaria y coordinará con la Distribuidora la implementación de dicha tarifa.
- e. Alumbrado Público (AP): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de energía eléctrica para sistemas de alumbrado público municipal, correspondiente al conjunto de lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición; la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
De acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del RLGE, esta tarifa corresponde únicamente al cobro por parte de la distribuidora, por el suministro de energía eléctrica que consumen las lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, de propiedad de los municipios; lo cual no debe confundirse con el cobro y la prestación del servicio de alumbrado público que prestan las municipalidades a sus vecinos, ya que de acuerdo a lo establecido en los artículos 68 y 72 del Código Municipal la prestación de este servicio es una competencia propia que deben cumplir los municipios, siendo las municipalidades las encargadas de regular y prestar los servicios públicos de su circunscripción territorial, por lo tanto tienen competencia para establecer,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

mantener, ampliar y mejorar este servicio, garantizando un funcionamiento eficaz, seguro y continuo, y en su caso, la determinación y cobro de tasas y contribuciones equitativas y justas.

- f. Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de sistemas de iluminación privada exterior e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, iluminación privada (condominios y residenciales), objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
 - g. Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (VSC): es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, casetas telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
24. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo b):
- 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, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
 - b. Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (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, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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, cuyo valor para ambas mediciones sea mayor de 11.000 kW-mes. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el periodo de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria.
Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.
 - d. Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP): es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el período de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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, cuyo valor para ambas mediciones sea mayor de 11.000 kW-mes. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

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

- g. Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima en punta 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. Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA): es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima fuera de punta 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).
- i. Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (MTDPA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima en punta 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).
- j. Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (MTDFPA): es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima fuera de punta 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 FAX (502) 2290-8002

25. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo c):
- 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).
 - Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT): Es una tarifa en Media Tensión aplicable a usuarios con suministro independiente de la Distribuidora, que requieran hacer uso de las instalaciones de ésta. Está compuesta por un Cargo por Energía de Punta (CEP), Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), y un Cargo por Potencia Máxima (CPMax).
26. Los usuarios del grupo a) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTSH) y Baja Tensión Simple Pre-Pago, los usuarios del grupo a) que deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definan y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE. En el caso de la tarifa Pre-Pago, no requerirá un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.
27. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDP, BTDFP, MTD y MTDFF, 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.
28. Para las categorías tarifarias BTSH, BTHD y MTHD se incluyen los cargos por energía en la Banda Horaria de Valle adicional, mismos que se refieren a las compras adicionales a la energía consumida típicamente por cada grupo de usuarios a los que pertenecen dichas categorías tarifarias. En este sentido los usuarios tendrán derecho a la aplicación de dichos cargos, para consumos adicionales al porcentaje característico de compras del grupo tarifario correspondiente de acuerdo a su nivel de tensión. Así, los porcentajes de consumo típico de energía en la banda horaria de valle de cada grupo tarifario resultantes del estudio de caracterización y que se definen para su aplicación inicial, son los siguientes:

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTSH	20.753924%
BTHD	20.489782%
MTHD	27.835368%

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

29. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora deberá 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.

Ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las



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

referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

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

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De conformidad con lo establecido en el artículo 85 del RLGE, 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.*".

Se establece un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-3-2018 (Términos de Referencia –TDRs–), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominó "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión se reconocerán de manera global dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

33. **Programas de Inversión Específicos.** Derivado al establecimiento de Programas de Inversión relacionados a mejoras con la cobertura, seguridad, calidad en la prestación del servicio de distribución y atención al usuario, que no fueron incluidos en el estudio tarifario correspondiente, 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. Los costos para la ejecución de los programas de inversión que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, corresponderán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución o puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIMT, CPIECFBT y



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

CPIECFMT).

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

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

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

Oportunamente la Comisión en conjunto con la Distribuidora definirán las especificaciones y alcances de estos programas. Posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

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

- i. Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: 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.
- ii. Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- iii. Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas.
 - a. La primera es la implementación del 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.





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

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

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

- b. 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.
- iv. Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, el Sistema Integral de Medición de Calidad –SIMC-, tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

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



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

que defina la CNEE.

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

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

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

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	SAN PEDRO NECTA	13.8	10000081	10100053	83
2	SAN LORENZO	13.8	10000122	10000114	50
3	SAN PEDRO JOCOPILAS	13.8	10000094	10100183	89
4	OCOS	13.8	10000109	10000070	69
5	LAS PALMAS	13.8	10000073	10000110	24
6	CABALLO BLANCO	13.8	10100027	10000127	60
7	BARILLAS	13.8	10100112	10100028	66
8	LA MAQUINA	13.8	10100085	10000125	49
9	LOS ENCUENTROS	34.5	10000137	10100151	63
10	ESQUIPULAS PALO GORDO	13.8	10000123	10000101	37
11	LA DEMOCRACIA	13.8	10100202	10100053	54
12	CONCEPCION TUTUAPA	13.8	10100082	10100099	61
13	PACHALUM	13.8	10100158	10100005	67
14	TIERRA CALIENTE	13.8	10100322	10000116	21
15	MOMOSTENANGO	13.8	10100183	10100251	74
16	SANTA CLARA LA LAGUNA	34.5	10000135	10000137	29
17	SAN MIGUEL IXTAHUACAN	13.8	10100243	10100082	62
18	GENOVA	13.8	10000070	10000071	58
19	EL ASINTAL	13.8	10000145	10000128	11
20	EL QUETZAL	13.8	10100121	10000110	52
21	SAN RAFAEL INDEPENDENCIA	13.8	10100028	10000138	62
22	CATARINA	13.8	10100198	10000101	50
23	TECTITAN	13.8	10100101	10100054	64
24	EL CARMEN FRONTERA	13.8	10000099	10000100	18
25	ZANJON SAN LORENZO	13.8	10000111	10100198	37
26	TULATE	13.8	10100104	10100086	47
27	SAN MATEO IXTATAN	13.8	10100111	10000138	55



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

28	SAN JUAN IXCOY	34.5	10100063	10000082	56
29	SAN JUAN IXCOY - SOLOMA	34.5	10100064	10100063	39
30	TECOJATE	13.8	10100106	10100105	27
			TOTAL		1,532

- vi. Otros planes que la Distribuidora someta a consideración de la CNEE podrán ser aprobados para su ejecución e inclusión de costos en tarifas de considerarse adecuada su viabilidad.
34. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Distribuidora contratará la auditoría y supervisión correspondiente a su costa; la contratación se realizará en base a los Términos y requerimientos que establezca la CNEE, 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.
35. **Requerimiento de inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CNEE-3-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados, la Distribuidora antes del **31 de enero** de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a las tarifas lo que corresponda en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

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

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

36. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, fueron aprobados por la CNEE para el período 1 mayo de 2020 al 30 de abril del 2021, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	1.003006	Q/kWh	Precio base de la energía de tarifas no afectas a tarifa social
PPST	56.499609	Q/kWh	Precio base de la potencia de tarifas no afectas a tarifa social
PEST _{BTS}	1.003701	Q/kWh	Precio base de la energía BTS
PEST _{BTSA}	1.001718	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoproductores
PEST _{AP}	1.000930	Q/kWh	Precio base de la energía AP
PEST _{VSC}	1.001337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalizaciones o Comunicaciones
PEST _{BTDp}	1.001067	Q/kWh	Precio base de la energía BTDp



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

PEST _{BTDP} A	1.001209	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{BTDFP}	1.001960	Q/kWh	Precio base de la energía BTDFp
PEST _{BTDFP} A	1.001209	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PEST _{MTDP}	1.000947	Q/kWh	Precio base de la energía MTDp
PEST _{MTDPA}	1.001439	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PEST _{MTDFP}	1.001351	Q/kWh	Precio base de la energía MTDfp
PEST _{MTDFP} A	1.001439	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducotres
PEST _{PUNTA}	1.014940	Q/kWh	Precio base de energía en banda punta
PEST _{INTERMEDIA}	1.000724	Q/kWh	Precio base de energía en banda intermedia
PEST _{VALLE}	0.994091	Q/kWh	Precio base de energía en banda valle
PEST _{VALLEa}	0.776492	Q/kWh	Precio base de energía en banda valle adicional
PPOE _{VALLE}	0.341227	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	119.339166	Q/kW/mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	72.752987	Q/kW/mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT	2.973.932274	Q/Cli./mes	Cargo fijo base usuarios MT con demanda
CFBTD	788.251724	Q/Cli./mes	Cargo fijo base usuarios BT con demanda
CFBTS	17.516030	Q/Cli./mes	Cargo fijo base usuarios BT simple
CFBTO	18.903280	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base, Usuarios Baja Tensión
CCU - BTSPP	ND	Q/kWh	Cargo de comercialización unitario BTS Prepago

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.120500	Factor de pérdidas de energía BT
FPEMT	1.041300	Factor de pérdidas de energía MT
FPPBT	1.161000	Factor de pérdidas de potencia BT
FPPMT	1.065800	Factor de pérdidas de potencia 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 FAX (502) 2290-8002

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTp	FCI	FCIp	FPCont
BTS TS	0.458037	334.367146	0.864057	0.864057				
BTS	0.458037	334.367146	0.864057	0.864057				
BTSA	0.453048	330.724801	0.689694	0.689694				
AP-APPN	0.493990	360.612981	0.868345	0.868345				
VSC	0.679931	496.349330	0.758775	0.758775				
BTDp			0.790614	0.790614		0.767943		0.647212
BTDpA			0.803637	0.803637	0.925481	0.940538	0.849447	0.647212
BTDfp			0.737993	0.737993		0.500089		0.722121
BTDfpA			0.803637	0.803637	0.925481	0.683425	0.849447	0.722121
MTDp				0.795565		0.946756		0.949097
MTDpA				0.803637	0.776659	0.946756	0.974015	0.949097
MTDfp				0.796414		0.760356		0.956335
MTDfpA				0.796414	0.776659	0.760356	0.974015	0.956335
BTHD			0.790614	0.790614	0.910484	0.767943	0.668559	0.647212
MTHD				0.795565	0.916186	0.946756	0.889584	0.949097
PeajeBT			0.722621	0.722621		0.648693		
PeajeMT				0.722621		0.648693		

41. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

Categoría	Punta	Intermedia	Valle
BTS	30.627017%	48.619059%	20.753924%
BTSA	24.860707%	36.848382%	38.290911%
AP - APPN	32.174719%	1.975437%	65.849844%
VSC	18.257717%	51.858180%	29.884104%
BTDp	16.313544%	53.887106%	29.799350%
BTDpA	17.528376%	52.211093%	30.260531%
BTDfp	17.208474%	64.540488%	18.251038%
BTDfpA	17.528376%	52.211093%	30.260531%
MTDp	17.177781%	49.364028%	33.458191%
MTDpA	20.650014%	45.865962%	33.484025%
MTDfp	16.959428%	56.142275%	26.898296%
MTDfpA	20.650014%	45.865962%	33.484025%

42. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

Cargo	KPMT	KPBT	KPP
BTS			
BTSH			
BTSA			
AP			



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

VSC			
BTDp	0.750000	0.750000	1.000000
BTDpA	0.600000	0.600000	1.000000
BTDfp	0.950000	0.950000	1.000000
BTDfpA	0.650000	0.650000	1.000000
MTDp	0.850000		1.000000
MTDpA	0.850000		1.000000
MTDfp	0.900000		1.000000
MTDfpA	0.900000		1.000000
BTHD	1.000000	1.200000	1.000000
MTHD	0.800000		1.000000
PeajeBT	1.100000	1.300000	
PeajeMT	1.324188		

Donde:

KPMT: Factores de ajuste de costos de distribución en Media Tensión entre opciones tarifarias

KPBT: Factores de ajuste de costos de distribución en Baja Tensión entre opciones tarifarias

KPP: Factores de ajuste de potencia máxima

43. 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.

44. Ponderador de asignación del PPOE_{VALLE}:

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

45. BTS – BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCR_{MT_{BTS}} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCR_{BT_{BTS}} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCR_{MT_{BTS}} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACDMT + AT$$

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 FAX (502) 2290-8002

46. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTS} = PEST_{PUNTA} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT * PPBTSH / \%EPBS + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTS} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT * PIBTSH / \%EIBTS + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTS} = PEST_{VALLE} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT * PVBTS / \%EVBS + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

$$CUEVa_{BTS} = PEST_{VALLEO} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT * PVBTS / \%EVBS + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

47. BTSa – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTS} = CF_{BTS} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSa} = PEST_{BTSa} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTSa} / (FC_{BTSa} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT *$$



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

$$FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

48. BTSP – BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTS} = CCU_{BTSP} * FACFBT + PEST_{BTS} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCRedBT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{BTS} / (FC_{BTS} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

49. ALUMBRADO PÚBLICO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{AP} = PEST_{AP} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCRedBT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

50. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{APPN} = PEST_{AP} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCRedBT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{AP} / (FC_{AP} * 730) * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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

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

51. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES

a. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} * FPEBT * FPEMT + PPST * FCRedMT_{VSC} / (FC_{VSC} * 730) * FAPot * FPPBT * FPPMT + CDBT * FCRedBT_{VSC} / (FC_{VSC} * 730) * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCRedMT_{VSC} / (FC_{VSC} * 730) * FPPMT * FPPBT *$$



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

$$FAMT * FACD_{MT} + AT$$

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. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDP} = CF_{BT} * FAC_{FBT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CP_{MAXBTDP} = PPST * FCR_{edMTBTDP} * FC_{lBTDP} * FAPot * FPPBT * FPPMT * kPP_{BTDP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT * FCR_{edBTBTDP} * FC_{lBTDP} * FPC_{ontBTDP} * kPBT_{BTDP} * FPPBT * FABT * FAC_{DBT} + CDMT * FCR_{edMTBTDP} * FC_{lBTDP} * FPC_{ontBTDP} * kPMT_{BTDP} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FAC_{DMT}$$

53. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFP} = CF_{BT} * FAC_{FBT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} * FPEBT * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CP_{MAXBTDFP} = PPST * FCR_{edMTBTDFP} * FC_{lBTDFP} * FAPot * FPPBT * FPPMT * kPP_{BTDFP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT * FCR_{edBTBTDFP} * FC_{lBTDFP} * FPC_{ontBTDFP} * kPBT_{BTDFP} * FPPBT * FABT * FAC_{DBT} + CDMT * FCR_{edMTBTDFP} * FC_{lBTDFP} * FPC_{ontBTDFP} * kPMT_{BTDFP} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FAC_{DMT}$$

54. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTHD} = CF_{BT} * FAC_{FBT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

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

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

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

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEV_{aBTHD} = PEST_{VALLEa} * FPEBT * FPEMT + AT$$

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST * FCRedMTP_{BTHD} * FC_{I_{BTHD}} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT * FCRedBT_{BTHD} * FC_{I_{BTHD}} * FPCont_{BTHD} * FPPBT * FABT * FACDBT * kPBT_{BTHD} + CDMT * FCRedMT_{BTHD} * FC_{I_{BTHD}} * FPCont_{BTHD} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACDMT * kPMT_{BTHD}$$

55. MTDp – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDP} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTD} * FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMAX_{MTDP} = PPST * FCRedMT_{MTDP} * FC_{I_{MTDP}} * FAPot * FPPMT * kPP_{MTDP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT * FCRedMT_{MTDP} * FC_{I_{MTDP}} * FPCont_{MTDP} * kPMT_{MTDP} * FPPMT * FAMT * FACDMT$$

56. MTDfp – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDFP} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} * FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMAX_{MTDFP} = PPST * FCRedMT_{MTDFP} * FC_{I_{MTDFP}} * FAPot * FPPMT * kPP_{MTDFP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT * FCRedMT_{MTDFP} * FC_{I_{MTDFP}} * FPCont_{MTDFP} * kPMT_{MTDFP} * FPPMT * FAMT * FACDMT$$

57. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTHD} = CF_{MTD} * FACF_{MT}$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

$$CEP_{MTHD} = PEST_{PUNTA} * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTHD} = PEST_{INTERMEDIA} * FPEMT + AT$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} * FPEMT + AT$$

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEVa_{MTHD} = PEST_{VALLEa} * FPEMT + AT$$

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST * FCR_{edMTP_{MTHD}} * FCI_{MTHD} * FAPot * FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT * FCR_{edMT_{MTHD}} * FCI_{MTHD} * FPC_{ont_{MTHD}} * FPPMT * FAMT * KPMT_{MTHD} * FACDMT$$

58. BTDPa – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDPa} = CF_{BTID} * FACFBT$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDPa} = PEST_{BTDPa} * FPEBT * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDPa} = PPST * FCR_{edMTP_{BTDPa}} * FCI_{BTDPa} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDPa} = CDBT * FCR_{edBT_{BTDPa}} * FCI_{BTDPa} * FPC_{ont_{BTDPa}} * KPBT_{BTDPa} * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCR_{edMT_{BTDPa}} * FCI_{BTDPa} * FPC_{ont_{BTDPa}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACDMT * KPMT_{BTDPa}$$

59. BTDFPa – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDFPa} = CF_{BTID} * FACFBT$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDFPa} = PEST_{BTDFPa} * FPEBT * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDFPa} = PPST * FCR_{edMTP_{BTDFPa}} * FCI_{BTDFPa} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFPa} = CDBT * FCR_{edBT_{BTDFPa}} * FCI_{BTDFPa} * FPC_{ont_{BTDFPa}} * KPBT_{BTDFPa} * FPPBT * FABT * FACDBT + CDMT * FCR_{edMT_{BTDFPa}} * FCI_{BTDFPa} * FPC_{ont_{BTDFPa}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FACDMT * KPMT_{BTDFPa}$$

60. MTDPA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDPA} = CF_{MTD} * FACFMT$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDPA} = PEST_{MTDPA} * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDPA} = PPST * FCR_{edMTP_{MTDPA}} * FCI_{MTDPA} * FAPot * FPPMT$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDPA} = CDMT * FCR_{edMT_{MTDPA}} * FC_{I_{MTDPA}} * FPC_{ont_{MTDPA}} * FPPMT * FAMT * FACDMT * kPMT_{MTDPA}$$

61. MTDFA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDPA} = CF_{MTD} * FACFMT$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDPA} = PEST_{MTDPA} * FPEMT + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDPA} = PPST * FCR_{edMTP_{MTDPA}} * FC_{I_{MTDPA}} * FAPot * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDPA} = CDMT * FCR_{edMT_{MTDPA}} * FC_{I_{MTDPA}} * FPC_{ont_{MTDPA}} * FPPMT * FAMT * FACDMT * kPMT_{MTDPA}$$

62. PeajeFT_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

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

$$CEP_{PeajeBT} = (PEST_{Punta} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

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

$$CEI_{PeajeBT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

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

$$CEV_{PeajeBT} = (PEST_{Valle} + AT_n) * (FPEMT * FPEBT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST * FCR_{edMT_{PeajeFT_BT}} * FC_{I_{PeajeFT_BT}} * (FPPBT * FPPMT - 1) * FAPot + CDBT * FCR_{edBT_{PeajeFT_BT}} * FC_{I_{PeajeFT_BT}} * FPPBT * FABT * FACD_{BT} * kPBT_{PeajeFT_BT} + CDMT * FCR_{edMT_{PeajeFT_BT}} * FC_{I_{PeajeFT_BT}} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * kPMT_{PeajeFT_BT}$$

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)

$$CEP_{PeajeMT} = (PEST_{Punta} + AT_n) * (FPEMT - 1)$$

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

$$CEI_{PeajeMT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) * (FPEMT - 1)$$

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

$$CEV_{PeajeMT} = (PEST_{Valle} + AT_n) * (FPEMT - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_MT} = PPST * FCR_{edMT_{PeajeFT_MT}} * FC_{I_{PeajeFT_MT}} * (FPPMT - 1) * FAPot + CDMT * FCR_{edMT_{PeajeFT_MT}} * FC_{I_{PeajeFT_MT}} * FPPMT * FAMT * FACD_{MT} * kPMT_{PeajeFT_MT}$$

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Cargos por 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.

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

$$CACYR_{BTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_0}$$

$$CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_0}$$

Donde:

CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA, BTSPP
CACYR_{BTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDPA, BTDFP, BTDPA, BTDFPA, BTHD
CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_m}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDPA, MTDFPA, MTHD
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTS-BTSA-BTSPP_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSA, BTSPP
CACYR_{BTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDPA, BTDFP, BTDPA, BTDFPA, BTHD
CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_0}	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP, MTDFP, MTDPA, MTDFPA, MTHD

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

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSPP_0}	224.353119	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSPP.
CACYR_{BTDPA-BTDFP-BTDPA-BTDFPA-BTHD_0}	673.083563	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDPA, BTDFP, BTDPA, BTDFPA, BTHD.
CACYR_{MTDP-MTDFP-MTDPA-MTDFPA-MTHD_0}	2,019.492734	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDPA, MTDFPA, MTHD.

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:

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Donde:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	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:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CE_i	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:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTP_{t,i+1}	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.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproduccion (BTS A), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC).
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PFP_{t,i+1}	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:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía 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 FAX (502) 2290-8002

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproducer (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{i,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i,i+1}	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.
PFE_{i,i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) 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:

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

Donde:

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

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

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
-----------------------	-------------------------------------



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

MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

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:

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

MPRE^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER^{TNS}_n	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 _n .

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproducer (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media



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

	Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDfpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $i+1$ y categoría tarifaria t . La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

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

Donde:

$MPAE^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$ntarTNS$	Tipos de tarifas existentes, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t . Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a $(i+1)$.
$PTE''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes $i+1$ y categoría tarifaria t . La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que para $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como $(PTE_{t,i+1} - 1)$, 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.
PE_i	Precio de compra de energía promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n . En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

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

- 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:

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



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Donde:

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

MPRP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR^{TNS}_n	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 _n .

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

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproduccion (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproduccion (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifa No Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproduccion (BTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
EF_{t,i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).



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

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

Donde:

MPAP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF_{t,i+1}	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).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoproducer (BTTSA), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC).
PTP''_{t,i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. 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
DF_{t,i+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (BTDfpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproducer (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducer (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

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



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

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:

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

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 50.004092%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 49.995908%.
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDBT,N}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPIBT_p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
CDBT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
D_{max,baseBT}	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 312,806.66 kW

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

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47.095700%.
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.904300%.
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDMT,N}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de



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

	acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
Dmax_{m,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPIMT_p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
Dmax,baseMT	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 363,979.67 kW

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

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.067184%
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.113268%
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.540142%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%



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

FP_{AT}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.279405%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

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

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse una componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2. de la Resolución CNEE-3-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de las Componentes de Costos del VAD; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

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

Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 11.267827%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 88.732173%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la



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

	fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CFBT,N}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECFBT _p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.
CFBT ₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
UsuBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 1,177,292

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

Donde:

FACF _{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD _{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 11.267827%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 88.732173%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CFMT,N}	Factor de reducción anual al CFMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPIECFMT _p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Media Tensión.
CFMT ₀	Cargo por Consumidor Base en Media Tensión
UsuMT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Por Consumidor base de Media Tensión, igual a 107

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

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso corresponda, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-3-2018 (TDRs) en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o



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

inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

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

69. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

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

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:

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

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

Donde:

PEST_t	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSa, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTDPa, BTDFPa, BTHD, MTDP, MTDFP, MTHD, MTDPA, MTDfPA
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E_t^{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PE_{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E_t^{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E_t^{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle
PEST_{VALLEa}	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para las tarifas: BTSH, BTHD y MTHD
PPOE_{VALLE}	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
%A	Porcentaje de asignación del PPOE _{VALLE} , por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor podrá ser modificado por la Comisión en los ajustes trimestrales.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

71. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio del 2020:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT _n	-0.049192	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

72. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.068910	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACD _{MT}	1.092521	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACF _{BT}	1.105558	Factor de Ajuste de CFBTS ₀ y CFBTD ₀ al 31 de marzo de 2020
FACF _{MT}	1.105558	Factor de Ajuste del CFMTD ₀ al 31 de marzo de 2020
FACAC _{YR_m}	1.116219	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2020

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2020

73. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.939607	Q / kWh
- Cargo por energía	1.121903	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.817704	Q / kWh
Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP)		
Cargo Unitario por Energía	ND	Q / kWh
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía de Punta	2.008021	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.978433	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle	1.747693	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle adicional	1.493804	Q / kWh



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

Baja Tensión Simple Autoproductores (BTSA)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.779471	Q / kWh
- Cargo por energía	1.119589	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.659882	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118830	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	42.455557	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	72.648051	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.119872	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	25.807168	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	62.410244	Q /kW-mes
Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	1.135016	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	1.118429	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	1.110690	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.856800	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	48.892495	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	108.505694	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (BTDPA)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118995	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	60.867370	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	72.352958	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproductores (BTDFPA)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118995	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	44.228205	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	63.547277	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		



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

Cargo por Consumidor	3,287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993094	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	45.365153	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	51.485754	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo por Consumidor	3,287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993515	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	36.472403	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	44.162380	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)		
Cargo por Consumidor	3,287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	1.007665	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.992862	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	0.985955	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.759369	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	52.243232	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	48.457180	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (MTDPA)		
Cargo por Consumidor	3,287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993606	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	44.287069	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	52.008092	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDFPA)		
Cargo por Consumidor	3,287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993606	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	35.567707	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	44.162380	Q /kW-mes
Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.880623	Q / kWh
- Cargo por energía	1.118670	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.761953	Q / kWh
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía	1.880623	Q / kWh
- Cargo por energía	1.118670	Q / kWh



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

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

- Cargo mensual por potencia	0.761953	Q / kWh
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía	1.602874	Q / kWh
- Cargo por energía	1.119145	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.483730	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.161064	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.158693	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.157587	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	140.247535	Q /kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.039885	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.039298	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.039024	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	54.337893	Q /kW-mes

74. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	0.998070%
--------------------------	-----------

75. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR _{BTS- BTSH-BTSA- BTSP_0}	250.427116	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.
CACYR _{BTDP-BTDFP-BTDPA- BTDFPA-BTHD_0}	751.308365	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTDPA, BTDFPA, BTHD.
CACYR _{MTDP-MTDFP- MTDPA-MTDFPA-MTHD_0}	2,254.195272	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTDPA, MTDFPA, MTHD.

VI. Disposiciones Finales

76. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACDBT y FACDMT), cargos por consumidor (FACFBT y FACFMT) y cargos por corte y reconexión (FACACYR_m), se realizará en el mes de octubre del año 2020.
77. 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.



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

78. 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.

79. La presente resolución entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil veinte.

PUBLÍQUESE.-

Rodrigo Estuardo Fernández-Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso
Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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

FP _{AE}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
A _{EN}	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
A _{EQ}	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, igual a 0.0%
FP _{AT}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
A _{HT}	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
A _{LT}	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2018, igual a 0.0%

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

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

Donde:

FACF _{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD _{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 33.890617%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2018, igual a 7.7369 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC _{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 66.109383%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2018, igual a 137.13
K _{CF,N}	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

38. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR _m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2018, igual a 137.13

39. 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:

$$PEST_i = PE_{PUNTA} \cdot \%E_i^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} \cdot \%E_i^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} \cdot \%E_i^{VALLE}$$

Donde:

PEST _i	Precio Base de Energía de la Tarifa i, donde i: BTSS, BTS, BTA, AP, APPN, VSC, BTD, BTDFF, BTH, MTD, MTDFF, MTH, BTA, MITDA
PE _{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E _{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Punta
PE _{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E _{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria Intermedia
PE _{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E _{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa i, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

40. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo - julio 2020:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, es de:

	Valor	Unidades	Definición
ATTS _m	-0.064596	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

41. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.009933	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACD _{MT}	1.051781	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACF _{BT}	1.019117	Factor de Ajuste del CFBT al 31 de marzo de 2020
FACACYR _m	1.032378	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2020

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DEL 2020

42. Tarifas para el período del 01 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo por Consumidor	13.763192	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía*	1.187384	Q / kWh

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

43. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	0.998070%
--------------------------	-----------

44. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020 son los siguientes:

Valor	Unidad	Descripción
CACYR _m	197.598591	Quetzales

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

PUBLÍQUESE. -

Licenciado Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argueta Monterrosa - Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez - Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaría General

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Medio: Ingrid Alejandra Martínez Rodas

[192954-2]-29-abril



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-108-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:
Que el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020 resolvió declarar con lugar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la entidad Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en contra de la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificada como CNEE-145-2019, de fecha 25 de junio de 2019, que contiene la aprobación del Estudio del Valor Agregado de Distribución de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, revocando la misma, y en consecuencia ordena en dicha resolución: "... II) Se ordena a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE emitir la resolución que en derecho corresponde con base en lo considerado en la presente resolución, aprobando el Estudio Tarifario presentado por la entidad recurrente con fecha 24 de mayo del año dos mil diecinueve, identificado como "Informe de Etapa C: Estudio Tarifario C.2 Final (ajustado según dictamen de la Comisión Pericial)"; y a partir de este proceda a fijar las tarifas definitivas por el quinquenio 2019-2024..."

CONSIDERANDO:
Que en cumplimiento de la ordenado por el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-69-2020 por medio de la cual resolvió "I) Aprobar con correcciones el Estudio del Valor Agregado de Distribución iniciado por Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, el cual servirá de base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes...", motivo por el cual es procedente la emisión de los referidos Pliegos Tarifarios para Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.

CONSIDERANDO:
Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad 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, publicarlo en el Diario de Centroamérica, estableciendo además que en ningún caso las actividades de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

POR TANTO:
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y con fundamento en lo establecido en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad, artículos 92, 98 y 99 de su Reglamento y lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas.

RESUELVE:
I) Fijar las tarifas base, sus valores máximos y los términos de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución final de la Tarifa No Social, que atiende Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, por el período comprendido del uno de mayo de dos mil veinte a treinta y uno de octubre de dos mil veinticuatro, en adelante Pliego Tarifario, de conformidad con lo siguiente:

I. Acónónimos

- AMM: Administrador del Mercado Mayorista
- BT: Baja Tensión
- CNEE o Comisión: Comisión Nacional de Energía Eléctrica
- Distribuidora, distribuidora, Distribuidor o distribuidor: Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima
- LGE: Ley General de Electricidad
- MT: Medio Tensión
- NTDOD: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución

NTSD: Normas Técnicas del Servicio de Distribución

RLGE: Reglamento de la Ley General de Electricidad

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

II. Condiciones Generales

1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar o modificar las condiciones del servicio contratado.

2. El presente Pliego Tarifario aplica a todos los Usuarios no afectos a la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que sean suministrados o estén conectados a la red de distribución de la Distribuidora, dentro de su área de concesión o zona autorizada.

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

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

4. El interesado o el usuario tendrá derecho a que la distribuidora le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. En ese sentido, para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o a aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, la distribuidora podrá solicitarle un aporte monetario con carácter reembolsable. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito a la distribuidora, hacer efectiva la garantía de pago correspondiente y, de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en el artículo 66 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En ese sentido, las condiciones del procedimiento y de la devolución de dicho aporte están regulados en el artículo 48 de la LGE; en los artículos del 71 al 74 del RLGE y en la Resolución CNEE-02-2009.

5. La Distribuidora deberá poner a disposición de los interesados y usuarios, en sus oficinas o agencias comerciales y en su página web, todos los formularios y formatos de documentos, así como ficheros informativos, en los que se especifique y oriente, entre otros, los pasos, procedimientos, plazos y requisitos que se deben atender para realizar la solicitud y gestiones para la conexión de nuevos servicios con o sin modificación de red, así como modificaciones, ampliaciones y recisiones de servicios existentes; además de gestiones para reconexiones y reclamos. Los formularios, formatos y ficheros deberán ser estandarizados, para que la CNEE pueda fiscalizar y verificar que las condiciones y requisitos establecidos, 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, ficheros informativos y demás documentos de requisitos y condiciones, deberá remitirlos a la CNEE en un plazo máximo de treinta (30) días previo a su uso y publicación. La CNEE, en caso lo considere pertinente, le requerirá a la Distribuidora readecuar los mismos.

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

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

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

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

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

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

8. Equipo e instalaciones o suministrar por parte de la Distribuidora:

a. Tarifas de Baja Tensión del grupo a) y b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en baja tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, el transformador o banco de transformadores para reducir el voltaje de media tensión a baja tensión, la red de baja tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

b. Tarifas de Media Tensión del grupo b), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión de acuerdo a lo solicitado por el usuario; la prestación incluye el suministro de, entre otros, la red de media tensión, la acometida y el equipo de medición adecuado a la categoría tarifaria (cumpliendo con la clase de exactitud, clase de corriente y clase de voltaje del equipo de medición de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables). La acometida incluye: los conductores hasta las instalaciones del usuario a punta acordada de conexión; el equipo de medición incluye: el medidor, transformadores de corriente (cuando aplique), transformadores de potencial (cuando aplique), cajas de registro y demás equipamiento y accesorios que se requieran para el sistema de medición. La totalidad de la reposición de estas instalaciones será a cuenta de la distribuidora.

La medición podrá realizarse en media tensión o en baja tensión; en este último caso, la Distribuidora podrá adicionar un porcentaje de corrección por pérdidas del transformador MT/BT de energía igual a 1.0% y de potencia igual a 1.4%.

c. Tarifas del grupo c), según se detalla en el apartado III del presente Pliego Tarifario: corresponde a la Distribuidora prestar el servicio en media tensión o en baja tensión, de acuerdo a lo solicitado por el usuario, lo cual incluye de 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 lo 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 RLGE 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. La Distribuidora no podrá realizar estimación de consumo de energía y potencia de los usuarios, salvo que se cumpla para este efecto, con lo indicado en el artículo 96 del RLGE; en cuyo caso la CNEE emitirá una resolución, aprobando la metodología correspondiente.

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 RLGE, 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 este sentido entre la Distribuidora y las municipalidades. La Distribuidora no podrá incluir ningún otro cargo adicional a los ya indicados, sin la aprobación previa de la Comisión.

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

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 LGE 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 facturas 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 a 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 RLGE.

16. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de requerir su prolongación, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. El consumo de este servicio deberá medirse utilizando un medidor adecuado a la categoría tarifaria que corresponda. Los servicios temporales para los fines de control y facturación, serán tratados como un suministro normal, 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.

Para este tipo de servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado el presupuesto de mano de obra y materiales fungibles, para el montaje y desmontaje de la instalación temporal del suministro de energía eléctrica; la Distribuidora aplicará la categoría tarifaria que corresponda y en caso no se pague por adelantado el suministro de electricidad 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 contenga los datos comerciales de los usuarios con servicio temporal, incluyendo: i. Solicitudes de los servicios temporales atendidas, incluyendo el valor de presupuesto de conexión; ii. Detalle y montos de las devoluciones realizadas. En caso, que exista descuido en la prestación del servicio temporal, el presupuesto de obras, aplicación de tarifas y devoluciones, el usuario podrá presentar su queja a la Distribuidora; de no ser atendida deberá presentar la denuncia correspondiente a esta Comisión.

17. La Distribuidora está obligada a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Las compras de energía y potencia por parte de la Distribuidora se efectuarán mediante licitación abierta, de acuerdo a los Términos de Referencia que apruebe la Comisión; corresponderá a la distribuidora realizar todas las gestiones y actividades para obtener precios eficientes y competitivos que más convengan a los usuarios, así como realizar las compras estrictamente necesarias para garantizar sus requerimientos de energía y potencia. Los costos de generación que se reconozcan 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 garantizarla 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, conjuntamente con los derechos y obligaciones de los usuarios, poniéndolas a la vista de los usuarios en todas las agencias u oficinas comerciales, página web, redes sociales y otros medios de comunicación de la Distribuidora, así como hacer las campañas de comunicación que considere necesarias para hacerlas de conocimiento de todos los usuarios. La CNEE cuando así lo considere podrá requerir las adecuaciones pertinentes a las publicaciones que realice la distribuidora, en cuanto al contenido, tamaño de letra, diseño, entre otros.

III. Categorías Tarifarias

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

- Si el usuario considera o requiere la aplicación de otra categoría tarifaria podrá solicitarla a la Distribuidora, debiendo ésta realizar las adecuaciones y cambios pertinentes en los plazos que definen las NTSD.
- Si la Distribuidora detecta que el usuario del grupo tarifario a) detallado en el apartado iii del presente pliego tarifario, supera el límite de 11 kW en dos periodos de facturación consecutivos, la Distribuidora tendrá cinco días máximos después de la emisión de la primera y la segunda facturación, para notificar por escrito al usuario para que corrija dicha situación; si el usuario no corrige y por consiguiente su Potencia Máxima 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; dicha situación será informada por escrito al usuario. Luego de este periodo el usuario podrá volver a requerir su reclasificación tarifaria.

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

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

La Distribuidora está obligada a proporcionar al Usuario toda la información necesaria sobre las potencias y energías demandadas y demás parámetros de facturación de hasta los últimos veinticuatro meses.

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

21. De acuerdo a lo establecido en el RLGE, la Potencia Contratada será establecida en el contrato de suministro, a solicitud del usuario y con el asesoramiento de la Distribuidora. El usuario podrá reducir el valor de dicha potencia en periodos no menores a seis meses; en caso el usuario requiera ampliar el valor de la Potencia Contratada, los plazos para que la Distribuidora atienda la requerida 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 establecida en unidades y décimas de kilovatio (000,0 kW).

Si la distribuidora determina que la Potencia Máxima Demandada por el usuario supera la Potencia Contratada, tendrá derecho de cobrar el exceso de acuerdo a lo establecido en las NTSD. Si luego de haberle notificado en dos periodos de facturación consecutivos sobre dicha situación, el usuario no realiza las correcciones pertinentes, repitiéndose esta condición en el tercer periodo de facturación la Distribuidora procederá a incrementar la Potencia Contratada y la aplicará en la tercera facturación, hasta por el valor máximo de la mayor Potencia Máxima Demandada en 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:

- Potencia Contratada:** Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a que se le suministre una Potencia Máxima Demandada igual a dicho valor suscrito.
 - Potencia Máxima Demandada:** Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidas durante cada día del periodo de facturación.
 - Potencia de Punta Demandada:** Es el valor máximo registrado de las potencias medias que la Distribuidora entrega al usuario, integradas en periodos de 15 minutos, medidas durante el periodo de demanda máxima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, de cada día del periodo de facturación.
 - Cargo por Consumidor (CF):** Es el cargo único aplicado en el periodo de facturación, asociado a los costos de comercialización de la distribuidora por nivel de tensión, por tipo de tarifa y por sistema de medición instalado, para usuarios con servicio activo.
 - Cargo por Comercialización Unitario Pre-pago (CCU):** Es el cargo de comercialización por unidad de energía comprada para tarifas prepago.
 - Cargo Unitario por Energía (CUE):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado, en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
 - Cargo por Energía (CE):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario en el periodo de facturación.
 - Cargo por Energía de Punta (CEP):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
 - Cargo por Energía Intermedia (CEI):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
 - Cargo por Energía de Valle (CEV):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
 - Cargo por Energía de Valle adicional (CEVA):** Es el cargo relacionado directamente con el consumo adicional de energía eléctrica, al consumo típico de los usuarios del grupo tarifario por nivel de tensión, realizado en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
 - Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia cobrado en función de la energía eléctrica consumida que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo mensual de potencia y el cargo por energía.
 - Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función de la energía eléctrica consumida, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
 - Cargo Unitario por Energía Valle (CUEV):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función de la energía eléctrica consumida, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán por la energía total registrada en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
 - Cargo Unitario por Energía Valle adicional (CUEVA):** Es el cargo unitario por costos de energía y potencia según corresponda, cobrado en función del consumo adicional de la energía respecto al consumo típico del grupo tarifario, que los usuarios conectados en baja tensión, sin medición de potencia, pagarán en función del costo establecido por compras adicionales de energía consumida en el periodo de demanda mínima definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación. Este cargo está integrado por los cargos por energía y los cargos mensuales o bimensuales por potencia según corresponda, que se definen en el presente pliego. En los ajustes tarifarios trimestrales que se emitan, se indicará la desagregación del cargo por energía y el cargo mensual de potencia según corresponda.
 - Cargo por Potencia de Punta (CPP):** es el cargo aplicado a la Potencia de Punta Demandada registrada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación.
 - Cargo por Potencia Máxima (CPMax):** es el cargo aplicado a la Potencia Máxima Demandada durante el periodo de facturación.
 - Cargo por Potencia Contratada (CPC):** es el cargo relacionado con la Potencia Contratada, vigente en el periodo de facturación, el exceso de la Potencia Máxima Demandada respecto a la Potencia Contratada durante el periodo de facturación, se cobrará de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución - NTSD.
 - Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de máxima demanda, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
 - Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda media, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
 - Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV):** es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el periodo de demanda mínima, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, durante el periodo de facturación, para los usuarios del grupo c).
23. Se definen las siguientes categorías tarifarias para usuarios del grupo a):
- Baja Tensión Simple (BTS):** Es una tarifa en Baja Tensión aplicada a usuarios en general, que no estén contenidos en la Tarifa Social. La medición se realiza con un medidor de energía sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE), que se aplica a la energía total consumida y medida durante el periodo de facturación. En los pliegos tarifarios trimestrales se desagregará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
 - Baja Tensión Simple Horaria (BTS-H):** Es una tarifa en Baja Tensión que podrá ser aplicada a usuarios conectados en baja tensión en general y para cualquier uso de la energía eléctrica.

Esta tarifa se podrá implementar a futuro, para usuarios cualificados, con el objetivo de permitir el uso eficiente de la energía y potencia por parte de los usuarios que puedan adecuar su consumo a utilizar la energía en los horarios fuera de punta, incentiva el uso de la energía en el periodo de demanda mínima, permitiendo eficientizar el consumo total de los usuarios de la distribuidora; ejemplos de uso, entre otros: carga para transporte y movilidad eléctrica, programación de equipos eléctricos para que consuman fuera del horario de punta, programación de bombeo.

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

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

- c. **Baja Tensión Simple Autoprodutores (BISA):** es una tarifa en Baja Tensión aplicable a usuarios autoprodutores con excedentes de energía conectados en baja tensión, la medición se realiza con medidor de energía bidireccional sin medición de potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF) y un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desgagará el Cargo Unitario por Energía en sus diferentes cargos de energía y el cargo mensual de potencia, para que permita la aplicación, facturación y registro de los excedentes de energía, de acuerdo a lo establecido en la normativa específica que rige a este tipo de usuarios.
- d. **Baja Tensión Simple Pre-Pago (BISPP):** es una tarifa en Baja Tensión con sistema de medición para la aplicación de compra de energía de forma anticipada (prepago), que se podrá implementar cuando se determine su viabilidad por la CNEE conjuntamente con la Distribuidora o a solicitud de ésta, en beneficio de los usuarios. Para dicha implementación la CNEE establecerá oportunamente los requisitos que deberán cumplir los usuarios para optar a esta opción tarifaria y coordinar con la Distribuidora la implementación de dicha tarifa.
- e. **Alumbrado Público (APR):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de energía eléctrica para sistemas de alumbrado público municipal, correspondiente al conjunto de lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición; la metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desgagará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia. De acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del RLGE, esta tarifa corresponde únicamente al cobro por parte de la distribuidora, por el suministro de energía eléctrica que consumen las lámparas de alumbrado público y ornamentación iluminada, de propiedad de los municipios; la cual no debe confundirse con el cobro y la prestación del servicio de alumbrado público que prestan las municipalidades a sus vecinos, ya que de acuerdo a lo establecido en los artículos 68 y 72 del Código Municipal la prestación de este servicio es una competencia propia que deben cumplir los municipios, siendo los municipalidades los encargadas de regular y prestar los servicios públicos de su circunscripción territorial, por lo tanto tienen competencia para establecer, mantener, ampliar y mejorar este servicio, garantizando un funcionamiento eficaz, seguro y continuo, y en su caso, la determinación y cobro de tasas y contribuciones equitativas y justas.
- f. **Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPNI):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de sistemas de iluminación privada exterior e instalaciones publicitarias iluminadas, que sean accionados con sistemas foto-sensores (fotocelda), que funcionen o consuman energía durante la noche, y estén conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: Vallas publicitarias, murales, iluminación privada (condominios y residenciales), objetos publicitarios iluminados ("walking-pads", "opis" y "mupis"), entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desgagará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.
- g. **Vigilancia, Señalización o Comunicaciones (IVS/C):** es una Tarifa en Baja Tensión aplicable a los consumos de equipos de señalización, vigilancia y comunicaciones; con características de funcionamiento y consumo continuo u homogéneo durante el día, conectados a la red del Distribuidor sin equipo de medición, ejemplos: semáforos, cámaras de vigilancia, equipos de telecomunicaciones o transmisión de señales como: amplificadores, repetidores, cassetes telefónicas, entre otros. La metodología para la determinación de su consumo mensual de energía será la establecida por la Comisión. Está compuesta por un Cargo Unitario por Energía (CUE). En los pliegos tarifarios trimestrales se desgagará el cargo por energía y el cargo mensual de potencia.

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

- a. **Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDPE):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede en el periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, la medición se realiza con un medidor de energía y potencia. Está compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía (CE), un Cargo por Potencia Máxima (CPMax) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).
- b. **Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFFE):** es una Tarifa en Baja Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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, cuyo valor para ambas mediciones sea mayor de 11.000 kW-mes. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVA), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC).

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

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

- d. **Media Tensión con Demanda en Punta (MTDPE):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede en el periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del

Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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 (MTDFFE):** es una Tarifa en Media Tensión cuya demanda máxima sucede fuera del periodo de punta, definido en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, con un valor de Potencia Máxima Demandada mayor a 11.000 kW-mes, 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, cuyo valor para ambas mediciones sea mayor de 11.000 kW-mes. Esta tarifa estará compuesta por un Cargo por Consumidor (CF), un Cargo por Energía de Punta (CEP), un Cargo por Energía Intermedia (CEI), un Cargo por Energía de Valle (CEV), un Cargo por Energía de Valle adicional (CEVA), un Cargo por Potencia de Punta (CPP) y un Cargo por Potencia Contratada (CPC). Se implementa esta tarifa para incentivar el consumo de energía y potencia en los horarios fuera de punta, y específicamente en el periodo de demanda mínima. Para el efecto la Distribuidora deberá instalar medidores con la capacidad de discriminar específicamente la demanda de potencia en el horario de punta, y así realizar los cargos únicamente al consumo de potencia en esta banda horaria. Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de los sistemas de medición inteligente (Smart-metering) en beneficio de los usuarios, se tendrá la opción de implementación de estos sistemas de medición inteligentes, para que suministren a los usuarios de esta categoría tarifaria, información importante de los patrones del consumo de energía y potencia, así como otros beneficios, para que el usuario pueda implementar los programas de eficiencia que le permita reducir sus costos de energía eléctrica.
- g. **Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima en punta 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. **Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFFPA):** es una Tarifa en Baja Tensión con demanda máxima fuera de punta 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).
- i. **Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (MTDPA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima en punta 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).
- j. **Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (MTDFFPA):** es una Tarifa en Media Tensión con demanda máxima fuera de punta 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) inicialmente corresponderán a la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS). Cuando la CNEE, en coordinación con la Distribuidora, determine la viabilidad de la implementación de las tarifas Baja Tensión Simple Horaria (BTSH) y Baja Tensión Simple Pre-Pago, los usuarios del grupo a) que deseen utilizar dichas tarifas, deberán cumplir los requisitos que se definen y seguir el procedimiento que para el efecto establezca la CNEE. En el caso de la tarifa Pre-Pago, no requerirá un pago por concepto de garantía de pago, ni requerir fiador.

27. Para los usuarios dentro de las categorías tarifarias BTDPE, BTDFFE, MTDPE y MTDFFE, 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.

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

Categoría tarifaria	% de consumo típico de energía en la banda horaria de valle del grupo tarifario
BTSH	20.753924%
BTHD	20.489782%
MTHD	27.835368%

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

29. Para la implementación y aplicación de las siguientes categorías tarifarias: BTHD y MTHD del presente pliego tarifario, la distribuidora deberá 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.

Ante la solicitud de un nuevo usuario o un usuario existente que requiera la aplicación de las

referidas tarifas, la Distribuidora dispondrá de los plazos establecidos en las NTSD.

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

IV. Planes de Expansión y sus respectivos Programas de Inversión

De conformidad con lo establecido en el artículo 85 del RLGE, 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."

Se establece un conjunto de programas de inversión, tanto propuestos por la Distribuidora como por la CNEE, y que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de la Resolución CNEE-3-2018 (Términos de Referencia -IDRs-), por sus características, podrán ser incluidos en las tarifas hasta que sean efectivamente ejecutados por la distribuidora, de acuerdo a las especificaciones requeridas, condiciones de su inclusión, reconocimiento y verificación, establecidos en el presente pliego tarifario; a estos programas se les denominó "Programas de Inversión Específicos".

Los costos de los programas de inversión se reconocerán de manera global dentro de las tarifas (Social y No Social) de la Distribuidora; por lo que bajo ninguna circunstancia se podrá duplicar el reconocimiento de dichos costos.

33. **Programas de Inversión Específicos.** Derivado al establecimiento de Programas de Inversión relacionados a mejoras con la cobertura, seguridad, calidad en la prestación del servicio de distribución y atención al usuario, que no fueron incluidos en el estudio tarifario correspondiente, 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. Los costos para la ejecución de los programas de inversión que podrán ser reconocidos posteriormente en tarifas, en las fórmulas de ajuste de los cargos de distribución y cargos por consumidor, corresponderán a los costos efectivamente incurridos para cada programa, cuando se demuestre por parte de la distribuidora y en los correspondientes informes de auditoría y supervisión, su fehaciente ejecución a puesta en operación, cuando aplique, de equipos e instalaciones que componen los mismos. Los costos que se reconozcan en tarifas, deberán corresponder a costos eficientes. Los costos de dichos proyectos se incluirán en las fórmulas de ajuste de los Cargos de Distribución y Cargos por Consumidor, correspondientes a (CPIBT, CPIMT, CPIECFTB y CPIECFMT).

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

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

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

Oportunamente la Comisión en conjunto con la Distribuidora definirán las especificaciones y alcances de estos programas. Posteriormente la Distribuidora deberá remitir su propuesta final para su aprobación.

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

- Programa de inversión referente a campañas de divulgación y concientización al usuario sobre adaptación tecnológica por distancias eléctricas: Este proyecto consiste en la regularización de instalaciones que han quedado fuera de las normas de seguridad por inversión 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.
- Programa de inversión referente a Programas de Electrificación Rural: Su finalidad es proveer de electricidad a comunidades en áreas rurales, dentro del área de concesión de la Distribuidora más allá de la franja obligatoria de 200 metros, para promover así, el desarrollo a las zonas menos favorecidas del país y contribuir con el cumplimiento de los objetivos de cobertura eléctrica establecidos por el Ministerio de Energía y Minas en la Política Nacional de Electrificación Rural 2019-2032.
- Programa de inversión referente a la Mejora de Atención al Interesado o Usuario: Este programa contempla dos áreas.
 - La primera es la implementación del Sistema Informático Integrado de Atención al Usuario -SIAU-. Este sistema deberá permitir que los usuarios puedan realizar las gestiones, trámites y el seguimiento de los mismos de forma no presencial, esto a través del uso de tecnologías de sistemas de información y comunicación, que les facilite las diferentes gestiones y trámites.

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

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

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

- Programa de inversión referente al Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-: En atención a lo establecido en el artículo 9 de las NTSD y para asegurar la calidad de la prestación del servicio a los usuarios, el Sistema Integral de Medición de Calidad -SIMC-, tiene como objetivo posibilitar la medición y verificación de la calidad del producto técnico y servicio suministrado a nivel de media tensión en los circuitos de salida de cada subestación, complementando al "Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución". A los resultados de las mediciones del SIMC, se adicionarán los resultados de las campañas de medición de en Baja Tensión. La información debe ser remitida vía remota y en tiempo real a la CNEE a costa del Distribuidor, dichos medidores deben contar con la opción de ser interrogados para la adquisición de datos en forma masiva.

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

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

Este sistema debe permitir a la CNEE el acceso vía remota y en tiempo real a equipos de medición instalados en diferentes puntos de la red de la Distribuidora, contando con 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.

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

	Salida de Media Tensión	Tensión (KV)	Alimentador Inicial	Alimentador Final	Longitud en Km
1	SAN PEDRO NECTA	13.8	10000081	10100053	83
2	SAN LORENZO	13.8	10000122	10000114	50
3	SAN PEDRO JOCCOPILAS	13.8	10000094	10100183	89
4	OCOS	13.8	10000109	10000070	69
5	LAS PALMAS	13.8	10000073	10000110	24
6	CABALLO BLANCO	13.8	10100027	10000127	60
7	BARILLAS	13.8	10100112	10100028	66
8	LA MAQUINA	13.8	10100085	10000125	49
9	LOS ENCUENTROS	34.5	10000137	10100151	63
10	ESQUIFULAS PALO GORDO	13.8	10000123	10000101	37
11	LA DEMOCRACIA	13.8	10100202	10100053	54
12	CONCEPCION TUTUJAPA	13.8	10100082	10100099	61
13	PACHALUM	13.8	10100158	10100005	67
14	TIERRA CALIENTE	13.8	10100322	10000116	21
15	MOMOSTENANGO	13.8	10100183	10100251	74
16	SANTA CLARA LA LAGUNA	34.5	10000135	10000137	29
17	SAN MIGUEL IXTAHUACAN	13.8	10100243	10100082	62
18	GENOVA	13.8	10000070	10000071	58
19	EL ASINTAL	13.8	10000145	10000128	11
20	EL QUETZAL	13.8	10100121	10000110	52
21	SAN RAFAEL INDEPENDENCIA	13.8	10100028	10000138	62
22	CATARINA	13.8	10100198	10000101	50
23	TECTITAN	13.8	10100101	10100054	64
24	EL CARMEN FRONTERA	13.8	10000099	10000100	18
25	ZANJON SAN LORENZO	13.8	10000111	10100198	37
26	TULATE	13.8	10100104	10100086	47
27	SAN MATEO IXTATAN	13.8	10100111	10000138	55

28	SAN JUAN IXCOY	34.5	10100063	10000082	56
29	SAN JUAN IXCOY - SOLOMA	34.5	10100064	10100063	39
30	TECOJATE	13.8	10100106	10100105	27
TOTAL					1,532

vi. Otros planes que la Distribuidora someta a consideración de la CNEE podrán ser aprobados para su ejecución e inclusión de costos en tarifas de considerarse adecuada su viabilidad.

34. Para la verificación del cumplimiento de estos Programas de Inversión, la Distribuidora contratará la auditoría y supervisión correspondiente a su costo; la contratación se realizará en base a los Términos y requerimientos que establezca la CNEE. 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.

35. **Requerimiento de Inclusión de los costos de los Programas de Inversión Específicos.** Los costos de los Programas de Inversión Específicos que podrán ser reconocidos en tarifa, serán costos eficientes y económicamente adaptados, los cuales se determinarán de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CNEE-3-2018 (TDRs). Para la solicitud de reconocimiento en tarifa de los costos de cada Programa de Inversión Específico de los anteriormente indicados, la Distribuidora antes del 31 de enero de cada año, deberá presentar un informe de la anualidad que solicite sea reconocida por el resto de la vigencia del presente Pliego Tarifario, por la ejecución, implementación y su puesta en operación. En el informe que la Distribuidora presente deberá aplicar la metodología establecida en los Términos de Referencia antes referidos, cumpliendo con todas las formalidades establecidas. La CNEE revisará este informe y de ser procedente trasladará a los tarifas lo que corresponda en el próximo ajuste semestral de los cargos por distribución y cargos por consumidor.

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

V. Pliego Tarifario

PRECIOS BASE

36. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a la establecida en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, fueron aprobados por la CNEE para el periodo 1 mayo de 2020 al 30 de abril de 2021, los precios de energía y potencia a aplicar en el cálculo tarifario, son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	1.003006	Q/kWh	Precio base de la energía de tarifas no afectas a tarifa social
PPST	56.499609	Q/kWh	Precio base de la potencia de tarifas no afectas a tarifa social
PESTBTS	1.003701	Q/kWh	Precio base de la energía BTS
PESTBSA	1.001718	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS Autoprodutores
PESTAP	1.000930	Q/kWh	Precio base de la energía AP
PESTVSC	1.001337	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Vigilancia, Señalizaciones o Comunicaciones
PESTBTDp	1.001067	Q/kWh	Precio base de la energía BTDp

PESTBTDPA	1.001209	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PESTBTDpA	1.001960	Q/kWh	Precio base de la energía BTDp
PESTBTDPA	1.001209	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PESTMtDp	1.000947	Q/kWh	Precio base de la energía MTDp
PESTMtDPA	1.001439	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores
PESTMtDpA	1.001351	Q/kWh	Precio base de la energía MTDp
PESTMtDPA	1.001439	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores
PESTPUNTA	1.014940	Q/kWh	Precio base de energía en banda punta
PESTINTERMEDIA	1.000724	Q/kWh	Precio base de energía en banda intermedia
PESTVALLE	0.994091	Q/kWh	Precio base de energía en banda valle
PESTVALLEd	0.776492	Q/kWh	Precio base de energía en banda valle adicional
PPOEVALLE	0.341227	Q/kWh	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en Banda Punta

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	119.339166	Q/kW/mes	Carga Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	72.752987	Q/kW/mes	Carga Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE POR CONSUMIDOR

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

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CFMT	2.973.932274	Q/Cl./mes	Cargo fijo base usuarios MT con demanda
CFBTD	788.251724	Q/Cl./mes	Cargo fijo base usuarios BT con demanda
CFBTS	17.516030	Q/Cl./mes	Cargo fijo base usuarios BT simple
CFBTO	18.903280	Q/Usuario-mes	Cargo por Consumidor Base. Usuarios Baja Tensión
CCU - BTPSP	ND	Q/kWh	Cargo de comercialización unitario BTS Prepago

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

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

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.120500	Factor de pérdidas de energía BT
FPEMT	1.041300	Factor de pérdidas de energía MT
FPPBT	1.161000	Factor de pérdidas de potencia BT
FPPMT	1.065800	Factor de pérdidas de potencia MT

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

Categoría	FC	NHU	FCRedBT	FCRedMT	FCRedMTp	FCI	FCIp	FPCont
BTS TS	0.458037	334.367146	0.864057	0.864057				
BTS	0.458037	334.367146	0.864057	0.864057				
BTSA	0.453048	330.724801	0.689694	0.689694				
AP-APPN	0.493990	360.612981	0.868345	0.868345				
VSC	0.679931	496.349330	0.758775	0.758775				
BTDp		0.790614	0.790614			0.767943		0.647212
BTDpA		0.803637	0.803637		0.925481	0.940538	0.849447	0.647212
BTDfp		0.737993	0.737993			0.500089		0.722121
BTDpA		0.803637	0.803637		0.925481	0.683425	0.849447	0.722121
MTDp			0.795565			0.946756		0.949097
MTDpA			0.803637		0.776659	0.946756	0.974015	0.949097
MTDfp			0.796414			0.760356		0.956335
MTDpA			0.796414		0.776659	0.760356	0.974015	0.956335
BTHD		0.790614	0.790614		0.910484	0.767943	0.668559	0.647212
MTHD			0.795565		0.916186	0.946756	0.889584	0.949097
PeajeBT		0.722621	0.722621			0.648693		
PeajeMT			0.722621			0.648693		

41. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

Categoría	Punta	Intermedia	Valle
BTS	30.627017%	48.619059%	20.753924%
BTSA	24.860707%	36.848382%	38.290911%
AP - APPN	32.174719%	1.975437%	65.849844%
VSC	18.257717%	51.858180%	29.884104%
BTDp	16.313544%	53.887106%	29.799350%
BTDpA	17.528376%	52.211093%	30.260531%
BTDfp	17.208474%	64.540488%	18.251038%
BTDpA	17.528376%	52.211093%	30.260531%
MTDp	17.177781%	49.364028%	33.458191%
MTDpA	20.650014%	45.865962%	33.484025%
MTDfp	16.959428%	56.142275%	26.898296%
MTDpA	20.650014%	45.865962%	33.484025%

42. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
FAPot	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FABT	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.000201	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

Cargo	KPMT	KPBT	KPP
BTS			
BTSH			
BTSA			
AP			

Categoría	KPMT	KPBT	KPP
VSC			
BTDp	0.750000	0.750000	1.000000
BTDpA	0.600000	0.600000	1.000000
BTDfp	0.950000	0.950000	1.000000
BTDpA	0.650000	0.650000	1.000000
MTDp	0.850000		1.000000
MTDpA	0.850000		1.000000
MTDfp	0.900000		1.000000
MTDpA	0.900000		1.000000
BTHD	1.000000	1.200000	1.000000
MTHD	0.800000		1.000000
PeajeBT	1.100000	1.300000	
PeajeMT	1.324188		

Donde:

KPMT: Factores de ajuste de costos de distribución en Media Tensión entre opciones tarifarias
 KPBT: Factores de ajuste de costos de distribución en Baja Tensión entre opciones tarifarias
 KPP: Factores de ajuste de potencia máxima

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

Ponderador	Valor	Definición
PP _{BTS}	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 _{BTS}	0.600000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda Intermedia. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.
PV _{BTS}	0.000000	Ponderador para trasladar los costos de potencia a la Banda de Valle. Este podrá ser modificado por CNEE en cada Ajuste Trimestral.

44. Ponderador de asignación del PFOEVALLE:

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

45. BTS - BAJA TENSIÓN SIMPLE

a. Cargo por Consumidor (CF)

$CF_{BTS} = CF_{BTS} \times FACF$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$CUE_{BTS} = PEST_{BTS} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedMT_{BTS} / [FC_{BTS} \times 730] \times FAPot \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedBT_{BTS} / [FC_{BTS} \times 730] \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedMT_{BTS} / [FC_{BTS} \times 730] \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACDMT + AT$

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

46. BTSH – BAJA TENSIÓN SIMPLE HORARIA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{BTSH} = CF_{BTSH} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía de Punta (CUEP)

$$CUEP_{BTSH} = PEST_{PUNTA} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times PPBTSH / \%EPBTSH + CDBT \times FCRedB_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSH} + AT$$

c. Cargo Unitario por Energía Intermedia (CUEI)

$$CUEI_{BTSH} = PEST_{INTERMEDIA} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times PPBTSH / \%EIBTSH + CDBT \times FCRedB_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSH} + AT$$

d. Cargo Unitario por Energía de Valle (CUEV)

$$CUEV_{BTSH} = PEST_{VALLE} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times PVBTSH / \%EVBTSH + CDBT \times FCRedB_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSH} + AT$$

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

$$CUEVa_{BTSH} = PEST_{VALLEa} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times PVBTSH / \%EVBTSH + CDBT \times FCRedB_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSH} / (FC_{BTSH} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSH} + AT$$

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

47. BTSA – BAJA TENSIÓN SIMPLE AUTOPRODUCTORES**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{BTSA} = CF_{BTSA} \times FACF$$

b. Cargo Unitario por Energía (CUE)

$$CUE_{BTSA} = PEST_{BTSA} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSA} / (FC_{BTSA} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedB_{BTSA} / (FC_{BTSA} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSA} / (FC_{BTSA} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSA} + AT$$

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

48. BTSP – BAJA TENSIÓN SIMPLE PRE-PAGO**a. Cargo Unitario por Energía (CUE)**

$$CUE_{BTSP} = CCU_{BTSP} \times FACF + PEST_{BTSP} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{BTSP} / (FC_{BTSP} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedB_{BTSP} / (FC_{BTSP} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTSP} / (FC_{BTSP} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTSP} + AT$$

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

49. ALUMBRADO PÚBLICO**a. Cargo Unitario por Energía (CUE)**

$$CUE_{APPH} = PEST_{APPH} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{APPH} / (FC_{APPH} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedB_{APPH} / (FC_{APPH} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{APPH} / (FC_{APPH} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{APPH} + AT$$

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

50. APPN – ALUMBRADO PRIVADO O PUBLICITARIO NOCTURNO**a. Cargo Unitario por Energía (CUE)**

$$CUE_{APPN} = PEST_{APPN} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{APPN} / (FC_{APPN} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedB_{APPN} / (FC_{APPN} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{APPN} / (FC_{APPN} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{APPN} + AT$$

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

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

51. VSC – VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN O COMUNICACIONES**a. Cargo Unitario por Energía (CUE)**

$$CUE_{VSC} = PEST_{VSC} \times FPEBT \times FPEMT + PPST \times FCRedM_{VSC} / (FC_{VSC} \times 730) \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT + CDBT \times FCRedB_{VSC} / (FC_{VSC} \times 730) \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{VSC} / (FC_{VSC} \times 730) \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{VSC} + AT$$

$$FAMT \times FACD_{VSC} + AT$$

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. BTDP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{BTDP} = CF_{BTDP} \times FACF$$

b. Cargo por Energía (CE)

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

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDP} = PPST \times FCRedM_{BTDP} \times FCl_{BTDP} \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times kPP_{BTDP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDP} = CDBT \times FCRedB_{BTDP} \times FCl_{BTDP} \times FPC_{Contratada} \times kPB_{BTDP} \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTDP} \times FCl_{BTDP} \times FPC_{Contratada} \times kPM_{BTDP} \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTDP}$$

53. BTDFP – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{BTDFP} = CF_{BTDFP} \times FACF$$

b. Cargo por Energía (CE)

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

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDFP} = PPST \times FCRedM_{BTDFP} \times FCl_{BTDFP} \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT \times kPP_{BTDFP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDFP} = CDBT \times FCRedB_{BTDFP} \times FCl_{BTDFP} \times FPC_{Contratada} \times kPB_{BTDFP} \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTDFP} \times FCl_{BTDFP} \times FPC_{Contratada} \times kPM_{BTDFP} \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTDFP}$$

54. BTHD – BAJA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{BTHD} = CF_{BTHD} \times FACF$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

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

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

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

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

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

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

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

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTHD} = PPST \times FCRedM_{BTHD} \times FCl_{BTHD} \times FAPoI \times FPPBT \times FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTHD} = CDBT \times FCRedB_{BTHD} \times FCl_{BTHD} \times FPC_{Contratada} \times FPPBT \times FABT \times FACDBT + CDMT \times FCRedM_{BTHD} \times FCl_{BTHD} \times FPC_{Contratada} \times FPPMT \times FPPBT \times FAMT \times FACD_{BTHD} + kPM_{BTHD}$$

55. MTD – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{MTDP} = CF_{MTDP} \times FACF$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \times FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \times FCRedM_{MTDP} \times FCl_{MTDP} \times FAPoI \times FPPMT \times kPP_{MTDP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \times FCRedM_{MTDP} \times FCl_{MTDP} \times FPC_{Contratada} \times kPM_{MTDP} \times FPPMT \times FAMT \times FACD_{MTDP}$$

56. MTD – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN FUERA DE PUNTA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{MTDFP} = CF_{MTDFP} \times FACF$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \times FPEMT + AT_n$$

c. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \times FCRedM_{MTDFP} \times FCl_{MTDFP} \times FAPoI \times FPPMT \times kPP_{MTDFP}$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \times FCRedM_{MTDFP} \times FCl_{MTDFP} \times FPC_{Contratada} \times kPM_{MTDFP} \times FPPMT \times FAMT \times FACD_{MTDFP}$$

57. MTHD – MEDIA TENSIÓN HORARIA CON DEMANDA**a. Cargo por Consumidor (CF)**

$$CF_{MTHD} = CF_{MTHD} \times FACF$$

b. Cargo por Energía de Punta (CEP)

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

c. Cargo por Energía Intermedia (CEI)

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

d. Cargo por Energía de Valle (CEV)

$$CEV_{MTHD} = PEST_{VALLE} * FP_{EMT} + AT$$

e. Cargo por Energía de Valle adicional (CEVa)

$$CEV_{DMTHD} = PEST_{VALLE} * FP_{EMT} + AT$$

f. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTHD} = PPST * FC_{RedMTP_{MTHD}} * FC_{MTHD} * FAPot * FPPMT$$

g. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTHD} = CDMT * FC_{RedMT_{MTHD}} * FC_{MTHD} * FPC_{Conl_{MTHD}} * FPPMT * FAMT * kPMT_{MTHD} * FACD_{MT}$$

58. BTDPA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDPA} = CF_{BTD} * FAC_{FBT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDPA} = PEST_{BTDPA} * FP_{EBT} * FP_{EMT} + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDPA} = PPST * FC_{RedMTP_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDPA} = CDBT * FC_{RedBT_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FPC_{Conl_{BTDPA}} * kPBT_{BTDPA} * FPPBT * FABT * FAC_{DBT} + CDMT * FC_{RedMT_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FPC_{Conl_{BTDPA}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{BTDPA}$$

59. BTDPA – BAJA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{BTDPA} = CF_{BTD} * FAC_{FBT}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDPA} = PEST_{BTDPA} * FP_{EBT} * FP_{EMT} + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{BTDPA} = PPST * FC_{RedMTP_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FAPot * FPPBT * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{BTDPA} = CDBT * FC_{RedBT_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FPC_{Conl_{BTDPA}} * kPBT_{BTDPA} * FPPBT * FABT * FAC_{DBT} + CDMT * FC_{RedMT_{BTDPA}} * FC_{BTDPA} * FPC_{Conl_{BTDPA}} * FPPMT * FPPBT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{BTDPA}$$

60. MTDPA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA EN PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDPA} = CF_{MTO} * FAC_{FM}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDPA} = PEST_{MTDPA} * FP_{EMT} + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDPA} = PPST * FC_{RedMTP_{MTDPA}} * FC_{MTDPA} * FAPot * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDPA} = CDMT * FC_{RedMT_{MTDPA}} * FC_{MTDPA} * FPC_{Conl_{MTDPA}} * FPPMT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{MTDPA}$$

61. MTDPA – MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA FUERA DE PUNTA AUTOPRODUCTORES

a. Cargo por Consumidor (CF)

$$CF_{MTDPA} = CF_{MTO} * FAC_{FM}$$

b. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDPA} = PEST_{MTDPA} * FP_{EMT} + AT$$

c. Cargo por Potencia de Punta (CPP)

$$CPP_{MTDPA} = PPST * FC_{RedMTP_{MTDPA}} * FC_{MTDPA} * FAPot * FPPMT$$

d. Cargo por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDPA} = CDMT * FC_{RedMT_{MTDPA}} * FC_{MTDPA} * FPC_{Conl_{MTDPA}} * FPPMT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{MTDPA}$$

62. PeajeFT_BT – PEAJE EN FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA BAJA TENSIÓN

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

$$CEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{Punta} + AT_n) * (FP_{EMT} * FP_{EBT} - 1)$$

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

$$CEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) * (FP_{EMT} * FP_{EBT} - 1)$$

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

$$CEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{Valle} + AT_n) * (FP_{EMT} * FP_{EBT} - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST * FC_{RedMTP_{PeajeFT_BT}} * FC_{PeajeFT_BT} * (FPPBT * FPPMT - 1) * FAPot + CDBT * FC_{RedBT_{PeajeFT_BT}} * FC_{PeajeFT_BT} * FABT * FAC_{DBT} + CDMT * FC_{RedMT_{PeajeFT_BT}} * FC_{PeajeFT_BT} * FPPMT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{PeajeFT_BT}$$

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)

$$CEP_{PeajeFT_MT} = (PEST_{Punta} + AT_n) * (FP_{EMT} - 1)$$

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

$$CEI_{PeajeFT_MT} = (PEST_{Intermedia} + AT_n) * (FP_{EMT} - 1)$$

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

$$CEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{Valle} + AT_n) * (FP_{EMT} - 1)$$

d. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{PeajeFT_MT} = PPST * FC_{RedMTP_{PeajeFT_MT}} * FC_{PeajeFT_MT} * (FPPMT - 1) * FAPot + CDMT * FC_{RedMT_{PeajeFT_MT}} * FC_{PeajeFT_MT} * FPPMT * FAMT * FAC_{DMT} * kPMT_{PeajeFT_MT}$$

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.

$$CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSP}_{m,j} = FACACYR_m * CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSP}_{m,j}$$

$$CACYR_{BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA}_{m,j} = FACACYR_m * CACYR_{BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA}_{m,j}$$

$$CACYR_{MTDPA-MTDPA-MTDPA-MTDPA}_{m,j} = FACACYR_m * CACYR_{MTDPA-MTDPA-MTDPA-MTDPA}_{m,j}$$

Donde:

CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSP}_{m,j}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTS, BTSH, BTSA, BTSP
CACYR_{BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA}_{m,j}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDPA, BTDPA, BTDPA, BTDPA
CACYR_{MTDPA-MTDPA-MTDPA-MTDPA}_{m,j}	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDPA, MTDPA, MTDPA, MTDPA
FACACYR_m	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
CACYR_{BTS-BTSA-BTSP}_j	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTS, BTSA, BTSP
CACYR_{BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA}_j	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDPA, BTDPA, BTDPA, BTDPA
CACYR_{MTDPA-MTDPA-MTDPA-MTDPA}_j	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDPA, MTDPA, MTDPA, MTDPA

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

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR_{BTS-BTSH-BTSA-BTSP}_j	224.353119	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.
CACYR_{BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA}_j	673.083563	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDPA, BTDPA, BTDPA, BTDPA.
CACYR_{MTDPA-MTDPA-MTDPA-MTDPA}_j	2.019.492734	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDPA, MTDPA, MTDPA, MTDPA.

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:

CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados a determinadas 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:

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados a determinadas en función de la Energía cuya 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.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{max(D)} (DF_{i,j+1} * PTP_{i,j+1} * PPF_{i,j+1}) - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{max(ETS)} (EF_{i,j+1} * PTP_{i,j+1} * PPF_{i,j+1})$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR_n	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
DF_{i,j+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDf), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducción (BTDpA), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducción (BTDfA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDf), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproducción (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducción (MTDfA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTP_{i,j+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa i en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
tarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepagado (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTHS), Baja Tensión Simple Autoproducción (BTS A), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC).
EF_{i,j+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PPF_{i,j+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa i

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^{max(ETS)} (EF_{i,j+1} * PTE_{i,j+1} * PFE_{i,j+1})$$

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
------------------------	--

CCER_n	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDPa), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDPa), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i,t+1}	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).
PFE_{i,t+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes (i+1) a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, corresponden a costos eficientes que podrán ser incluidos en tarifas, de acuerdo al artículo 60 de la LGE y artículos 82 y 83 del RLGE. Se definen los siguientes: i) Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, ii) 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 la 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 resulten dichos cargos, asimismo la Distribuidora deberá demostrar que ha realizado los 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:

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

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

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR_{n+1}	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP_{n+1}	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENR_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

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:

APENR_{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE_{TNS}_n	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:

MPRE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER_{TNS}_n	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 _n .

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

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifa No Social, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora, de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y los consumos de los sistemas aislados, para el trimestre n.
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (BTSS), Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PPI), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDPa), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (BTDFPa), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media

	Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDPa), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDFPa), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{i,t+1}$ radica en que en para $PTE'_{i,t+1}$ 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:

MPAE_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionada a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC), Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDPa), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDPa), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t. La diferencia con PTE _{i,t+1} radica en que para PTE' _{i,t+1} los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTE _{i,t+1} - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeBT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
PE_i	Precio de compra de energía promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE _n y la energía considerada en CED _n .

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:

APPNR_{TNS}_n	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRP_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAP_{TNS}_n	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:

MPRP_{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCPR_{TNS}_n	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 APE _n .

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

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (BTDPa), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión con Demanda de Punta Autoprodutor (MTDPa), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutor (MTDFPa), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (PeajeBT), Peaje en Media Tensión (PeajeFT_MT).
DF_{i,t+1}	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTP'_{i,t+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes (i+1) y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifa No Social). La diferencia con $PTP_{i,t+1}$ radica en que para $PTP'_{i,t+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PPI), Baja Tensión Simple Horaria (BTSH), Baja Tensión Simple Autoprodutor (BTSa), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC) y Tarifa Social (BTSS)
EF_{i,t+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{n+1} MP^{ETNS} (EF_{i,t} \cdot PTP_{i,t}^{n+1} \cdot PP_i) + \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{n+1} (DF_{i,t} \cdot PTP_{i,t}^{n+1} \cdot PP_i)$$

Donde:

MPAP^{TNS}_n	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
EF_{i,t}	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).
ntar^{ETNS}	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Baja Tensión Simple Prepago (BTS PP), Baja Tensión Simple Horaria (BTS H), Baja Tensión Simple Autoproducción (BTS A), Alumbrado Público (AP), Alumbrado Público Privado Nocturno (APPN), Vigilancia, Señalizaciones y Comunicación (VSC).
PTP^{TNS}_{i,t}	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,t} radica en que para PTP ^{TNS} _{i,t} los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTP _{i,t} +1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (Peaje _{BT}), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (Peaje _{MT}) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales.
DF_{i,t}	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).
ntar^D	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda de Punta (BTDp), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), Baja Tensión con Demanda de Punta Autoproducción (BTDpA), Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD), Media Tensión con Demanda de Punta (MTDp), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDfp), Media Tensión con Demanda de Punta Autoproducción (MTDpA), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoproducción (MTDfpA), Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD), Peaje en Baja Tensión (Peaje _{BT}), Peaje en Media Tensión (Peaje _{MT}).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa No Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP _n y las demandas máximas consideradas en CPD _n .

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

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

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:

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

Donde:

FACD_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
PD_{CD,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 50.004092%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 49.995908%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDT,N}	Factor de reducción anual al CDBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPI_{BT}	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión.
CDT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
D_{max,baseBT}	Demanda máxima coincidente en Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión, igual a 312,806.66 kW

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) + \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{n+1} CPI_{MT,p}}{CDT \cdot D_{max,baseMT} \cdot 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CDT,N}}{K_{CDT,N}} \right) + \frac{Cuota}{CDT \cdot \sum_{i=1}^3 D_{max,MT,i}} + \frac{CAS}{CDT \cdot \sum_{i=1}^3 D_{max,MT,i}}$$

Donde:

FACD_{MT}	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
PD_{CD,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 47.095700%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CD,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 52.904300%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K_{CDT,N}	Factor de reducción anual al CDMT para el período anual de aplicación "N" de

	acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
D_{max,MT}	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.
CAS	Costos de Auditorías y Supervisiones, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CPI_{MT}	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión.
D_{max,baseMT}	Demanda máxima coincidente en Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión, igual a 363,979.67 kW

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + AP_N}{1 + AP_0} + FP_{Ac} \frac{1 + AC_N}{1 + AC_0} + FP_{Ah} \frac{1 + AH_N}{1 + AH_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{Aa} \frac{1 + Aa_N}{1 + Aa_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Aa}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 41.067184%
AP_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
AP₀	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 27.113265%
AC_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
AC₀	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 0%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah₀	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 12.540142%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae₀	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%
FP_{Aa}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.279405%
Aa_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Aa₀	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2016, igual a 0.0%

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

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse un componente de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), una de Operación y Mantenimiento (OPEX), una de Reposición de Donaciones (RepDonac), de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.2, de la Resolución CNEE-3-2018 (IDRS) en las que define la metodología para los cálculos de los Componentes de Costos del VAD; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada uno de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

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

Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

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

Donde:

FACF_{BT}	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
PD_{CF,BT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 11.267827%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2016, igual a 7.52213 Q/US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIPC_{CF,BT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 88.732173%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la

	fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CFBTLN}	Factor de reducción anual al CFBT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE.
CPICFCBT _p	Anualidad relacionada a los Costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Baja Tensión.
CFBT ₀	Cargo por Consumidor Base en Baja Tensión
UsuBT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Baja Tensión, utilizada para calcular el Cargo por Consumidor base de Baja Tensión, igual a 1,177,292

$$FACFCBT = \left(\frac{PD_{CF,MT}}{TC_0} \cdot FAA + PIP_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \left(1 + \frac{\sum_{p=1}^{p=x} CPICFCBT_p}{CFMT_0 + UsuMT \cdot 12} \right) - \left(\frac{1 - K_{CFBT,N}}{K_{CFBT,N}} \right)$$

Donde:

FACFCBT	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
PD _{CF,MT}	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 11,267827%
TC _N	Tipo de cambio de referencia publicada por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banquet.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC ₀	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre 2016, igual a 7.52213 Q/ US\$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
PIP _{CF,MT}	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 89.732173%
IPC _N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2016, igual a 126.83
K _{CFBTLN}	Factor de reducción anual al CFMT para el período anual de aplicación "N" de acuerdo a lo establecido en el artículo 92 del RLGE
CPICFCBT _p	Anualidad relacionada a los costos de los Programas de Inversión Específicos "p" hasta "x", para el año tarifario "n", asignables al Cargo por Consumidor en Media Tensión.
CFMT ₀	Cargo por Consumidor Base en Media Tensión
UsuMT	Cantidad de usuarios de la Tarifa de Media Tensión, utilizada para calcular el Cargo Por Consumidor base de Media Tensión, igual a 107

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

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

Donde:

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

Para cada Programa de Inversión deberá definirse, en caso correspondiente, una componente de Costos de Comercialización, de forma análoga a lo establecido en el numeral 8.2.1. de la Resolución CNEE-3-2018 (IDR), en los que define la metodología para los cálculos de los Cargos por Consumidor; los costos o inversiones realizadas deberán ser demostradas fehacientemente para cada una de las actividades o inversiones y su costo podrá reconocerse únicamente cuando los programas de inversión estén en operación, para el efecto la Distribuidora deberá presentar la información requerida, así como los informes de auditoría y supervisión elaborados por las firmas contratadas para el efecto, de acuerdo a lo que establezca la CNEE en los términos de referencia correspondientes; los Costos de Auditoría y Supervisión (CAS), serán incluidos en el ajuste semestral correspondiente.

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

69. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

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

Donde:

FACACYR _m	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC _m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicada por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC ₀	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicada 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:

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

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

Donde:

PEST _t	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t: BTS, BTSH, BTSA, AP, APPN, VSC, BTDP, BTDFP, BTDPA, BTDFPA, BTHD, MTD, MTDPA, MTHD, MTDPA, MTDFA
PE _{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
%E _{PUNTA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
PE _{INTERMEDIA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
%E _{INTERMEDIA}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE _{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
%E _{VALLE}	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle
PEST _{VALLE}	Precio Base adicional de Energía en la Banda Horaria de Valle, para las tarifas: BTSH, BTHD y MTHD
PPOE _{VALLE}	Promedio del Precio de Oportunidad de la Energía en la Banda Horaria de Valle, resultante del Informe de Costos Mayoristas (ICM)
%A	Porcentaje de asignación del PPOE _{VALLE} por compras adicionales de energía en la Banda Horaria de Valle, por incremento del consumo de la energía característica esperada de los usuarios con tarifas horarias. Este valor podrá ser modificado por la Comisión en los ajustes trimestrales.

AJUSTES AL 31 DE MARZO DE 2020

71. Ajuste Trimestral, Trimestre mayo – julio del 2020:

El Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, es de:

	Valor	Unidades	Definición
At _n	-0.049192	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

72. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de marzo de 2020, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACD _{BT}	1.068910	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de marzo de 2020
FACD _{MT}	1.092521	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de marzo de 2020
FACF _{BT}	1.105558	Factor de Ajuste de CFBT ₀ y CFBT _D al 31 de marzo de 2020
FACF _{MT}	1.105558	Factor de Ajuste del CFMT _D al 31 de marzo de 2020
FACACYR _m	1.116219	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de marzo de 2020

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE MAYO AL 31 DE JULIO DE 2020

73. Tarifas para el período del 1 de mayo al 31 de julio de 2020:

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.939607	Q / kWh
- Cargo por energía	1.121903	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.817704	Q / kWh
Baja Tensión Simple Pre-Pago (BTSPP)		
Cargo Unitario por Energía	ND	Q / kWh
Baja Tensión Simple Horaria (BTSH)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía de Punta	2.008021	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	1.978433	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle	1.747693	Q / kWh
Cargo Unitario por Energía de Valle adicional	1.493804	Q / kWh

Baja Tensión Simple Autoprodutores (BTSA)		
Cargo por Consumidor	19.364987	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.779471	Q / kWh
- Cargo por energía	1.119589	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.659882	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118830	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	42.455557	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	72.648051	Q /kW-mes

Baja Tensión con Demanda en Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.119872	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	25.807168	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	62.410244	Q /kW-mes

Baja Tensión Horaria con Demanda (BTHD)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	1.135016	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	1.118429	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	1.110690	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.856800	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	48.892495	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	108.505694	Q /kW-mes

Baja Tensión con Demanda en Punta Autoprodutores (BTDPA)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118995	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	60.867370	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	72.352958	Q /kW-mes

Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta Autoprodutores (BTDFPA)		
Cargo por Consumidor	871.458025	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	1.118995	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	44.228205	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	63.547277	Q /kW-mes

Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
---	--	--

Cargo por Consumidor	3.287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993094	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	45.365153	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	51.485754	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo por Consumidor	3.287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993515	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	36.472403	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	44.162380	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria con Demanda (MTHD)		
Cargo por Consumidor	3.287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía de Punta	1.007665	Q / kWh
Cargo por Energía Intermedia	0.992862	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle	0.985955	Q / kWh
Cargo por Energía de Valle adicional	0.759369	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	52.243232	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	48.457180	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta Autoproductores (MTDPA)		
Cargo por Consumidor	3.287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993606	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	44.287069	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	52.008092	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Autoproductores (MTDFPA)		
Cargo por Consumidor	3.287.854715	Q / usuario-mes
Cargo por Energía	0.993606	Q / kWh
Cargo por Potencia de Punta	35.567707	Q /kW-mes
Cargo por Potencia Contratada	44.162380	Q /kW-mes
Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.880623	Q / kWh
- Cargo por energía	1.118670	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.761953	Q / kWh
Tarifa Alumbrado Privado o Publicitario Nocturno (APPN)		
Cargo Unitario por Energía	1.880623	Q / kWh
- Cargo por energía	1.118670	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.761953	Q / kWh
Tarifa Vigilancia, Seguridad o Comunicaciones (VSC)		
Cargo Unitario por Energía	1.602874	Q / kWh
- Cargo por energía	1.119145	Q / kWh
- Cargo mensual por potencia	0.483730	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.161064	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.158693	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.157587	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	140.247535	Q /kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.039885	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.039298	Q / kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.039024	Q / kWh
Cargo por Potencia Máxima	54.337893	Q /kW-mes

74. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de mayo al 31 de julio de 2020, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	0.998070%
--------------------------	-----------

75. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de mayo de 2020 al 31 de octubre de 2020 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYR ^{BTS} -BTS-BTSA-BTSP ⁰	250.427116	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTS, BTSH, BTSA, BTSP.
CACYR ^{BTDPA} -BTDPA-BTDPA-BTDPA-BTDPA ⁰	751.308365	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDPA, BTDFP, BTDPA, BTDPA, BTDPA.
CACYR ^{MIDP} -MIDP-MIDPA-MIDPA-MIDPA ⁰	2.254.195272	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MIDP, MTDFP, MIDPA, MIDPA, MTHD.

VI. Disposiciones Finales

76. El primer ajuste a los cargos por distribución (FACDPT y FACDMT), cargos por consumidor (FACFBT y FACFMT) y cargos por corte y reconexión (FACACYRm), se realizará en el mes de octubre del año 2020.

77. 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.

78. 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 aprobadas y reconocidas 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.

79. La presente resolución entrará en vigencia el uno de mayo de dos mil veinte.

PUBLÍQUESE.

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez
Presidente

Ingeniero José Rafael Argüeta Monterroso
Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez
Director

Licenciada Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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

1192955-2)-29-abril

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-109-2020

Guatemala, 23 de abril de 2020

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:
Que el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020 resolvió declarar con lugar el Recurso de Revocatoria interpuesto por la entidad Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, en contra de la resolución emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica identificada como CNEE-145-2019, de fecha 25 de junio de 2019, que contiene la aprobación del Estudio del Valor Agregado de Distribución de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, revocando la misma, y en consecuencia ordena en dicha resolución: "... III) Se ordena a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- emitir la resolución que en derecho corresponde con base en lo considerado en la presente resolución, aprobando el estudio tarifario presentado por la entidad recurrente con fecha 24 de mayo del año dos mil diecinueve, identificado como "Informe de Etapa G: Estudio Tarifario G.2 Final (ajustado según dictamen de la Comisión Parcial)"; y a partir de este proceda a fijar las tarifas definitivas para el quinquenio 2019-2024..."

CONSIDERANDO:
Que en cumplimiento de la ordenada por el Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución identificada como MEM-RESOL-0670-2020, de fecha 23 de marzo de 2020, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-69-2020 por medio de la cual resolvió: "I. Aprobar con correcciones el Estudio del Valor Agregado de Distribución iniciado por Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, el cual servirá de base para emitir y publicar los pliegos tarifarios correspondientes...", motivo por el cual es procedente la emisión de los referidos Pliegos Tarifarios para Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.

CONSIDERANDO:
Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad 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 pueda llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente.

CONSIDERANDO:
Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otra aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

FOR TANTO:
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y con fundamento en lo establecido en los artículos 71, 72, 73, 74, 76, 78 de la Ley General de Electricidad, artículos 92, 98 y 99 de su Reglamento y lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minas.

RESUELVE:
1. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los usuarios del Servicio de Distribución Final de la Tarifa Social, que atiende Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, para el periodo comprendido