



RESOLUCION No. CNEE 8-2004

Guatemala, 26 de enero de 2004

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, entre otras funciones le corresponde definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que tanto la Ley General de Electricidad en los artículos 6 y 59, como el Reglamento de la misma en el artículo 1, establecen que están sujetos a regulación tanto la calidad como, los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de 100 kilovatios (kW),

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con los artículos 61 y 76 de la Ley General de Electricidad, las tarifas a Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre Generadores y Distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución; estructurándolas de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 53 y 62 de la Ley General de Electricidad, preceptúan que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta y que estos distribuidores deberán tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garantice su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 74, 76, 77 y 78 del Decreto 93-96, del Congreso de la República, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, conforme el procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma, VAD que será utilizado, juntamente con los precios de adquisición de energía, por la Comisión



para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; metodología para determinación de las tarifas que es revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en los artículos 80 y 95 estipula que la Comisión aprobará por Resolución, para cada Empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores regulados en la zona que se le autorizó prestar el servicio, estableciendo sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 6, define el servicio de distribución final, como el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad y precios aprobados por la Comisión, y que el Reglamento de la misma Ley, artículos 98 y 99, establece que la publicación de las tarifas definitivas se efectuará una vez aprobado el estudio tarifario, rigiendo a partir del primer día del mes inmediato siguiente a aquél en que se publiquen en el Diario de Centro América, y siendo que Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, ha entregado en su oportunidad el Informe Final conteniendo el Estudio de VAD y Propuesta de Pliegos Tarifarios, el cual habiendo sido revisado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, solicitó realizar las correcciones pertinentes, las cuales fueron realizadas e incorporadas en el Informe Final revisado, mismo que sirvió de base para la presente fijación tarifaria, así mismo por medio de nota GGI-08-2004 del diecinueve de enero de dos mil cuatro entregó el informe de costos correspondientes al trimestre octubre, noviembre y diciembre de dos mil tres, información ampliada en nota GGI-13-2004 de fecha veintiséis de enero de dos mil cuatro, la cual sirve de base para el cálculo del saldo por costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, modificado por el Acuerdo Gubernativo 787-2003, establece en su segundo párrafo que: " ... En ningún caso la actividad de Distribución final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata, de forma que se cumpla con el principio ya enunciado" y siendo el caso que la Distribuidora Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima no tiene pliego tarifario vigente que pueda aplicar, procede la emisión inmediata del mismo, con el objeto de que pueda continuar con la actividad de Distribución final del servicio de electricidad.



POR TANTO:

Con base en lo considerado, leyes citadas y en el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4 de la Ley General de Electricidad.

RESUELVE:

- I) Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final, en adelante Usuarios, que atiende Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, en adelante La Distribuidora, para el período comprendido a partir de su vigencia al treinta y uno de julio de dos mil ocho, de conformidad con los siguientes puntos:

II) CONDICIONES GENERALES

1. Se reconoce como Usuario al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.
2. Para efectos del pliego tarifario, los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de 11 y menor ó igual a 100 kilovatios (kW); y c) Usuarios con servicio en baja tensión, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia sea mayor a 100 kilovatios (kW) quienes no están sujetos a regulaciones de precio de acuerdo a lo establecido en la Ley General De Electricidad y su Reglamento.
3. Para los Usuarios de la primera categoría, La Distribuidora les aplicara la tarifa simple (BTS). Los Usuarios de la segunda categoría podrán elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión, descritas más adelante, respetando las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponda.
4. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su instalación con los equipos de medición adecuados para verificar la demanda horaria de potencia, La distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente más beneficios para el consumidor, con base a las características del consumo del mismo, dentro de las siguientes: BTDp, BTD, MTDp y MTD.

Para el Usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BTH o MTH según corresponda, la determinación de participación o no dentro de la punta se realizará basándose en los registros reales de medición.

5. Se entenderá como participación en la punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del Usuario y su Potencia contratada, mencionada anteriormente, sea mayor o igual a 0.6. La demanda media de potencia se determinará como el promedio de consumo de energía eléctrica mensual (kWh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, dividido por el promedio del número de horas de los meses correspondientes.
6. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine La Comisión.
7. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de doce meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente, salvo acuerdo entre el Usuario y la Distribuidora, o reclasificación por comportamiento en el consumo.
8. La reclasificación de la tarifa se podrá realizar en cualquier momento, en los siguientes casos: a) A requerimiento del Usuario, cuando considere que la tarifa que le aplica La Distribuidora no es la adecuada, solicitud que deberá presentar bajo Juramento; y b) Cuando la Distribuidora detecta el cambio de las características en el consumo del Usuario, debiendo demostrar este extremo en forma fehaciente.

En todo caso, tanto el Usuario como la Distribuidora tienen derecho a comprobar los extremos del párrafo anterior.

9. Un Usuario con servicio conectado en media tensión podrá requerir que su consumo sea medido en baja tensión, debiendo aceptar que a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente en media tensión se les realice un recargo por pérdidas de transformación, equivalente al uno por ciento (1%) de los mismos; siempre y cuando no cuente con el equipo de medición adecuado que pueda ser programado para que realice en forma automática la compensación de pérdidas.
10. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la normas técnicas del servicio de Distribución, a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente, se les hará un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los mismos,

por cada centésima (0.01) en que dicho factor baja del limite establecido en la normativa.

11. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser remplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, iluminaciones de plazas o escenarios en eventos especiales, etc. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación.

Al término del servicio temporal, la Distribuidora podrá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.

12. La acometida y todos los equipos de medición serán suministrados por La Distribuidora, sin costo para el usuario. Todas las instalaciones interiores, a partir de este punto, serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición, causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos, correrá por cuenta del Usuario.
13. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que como tal tenga registrada al mes de enero de 2004. El usuario podrá solicitar su actualización a partir de la presente resolución. Sí el usuario lo solicitase, la Distribuidora esta obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica hasta los últimos seis meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, este no podrá reducirse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el cliente podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual no podrá reducirse durante un período de seis meses y así sucesivamente. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del servicio de distribución –NTSD-.
14. Para efectos de facturación, el periodo del servicio podrá ser mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación de la Comisión.
15. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, La Distribuidora podrá cobrarle intereses, sin perjuicio de la desconexión del servicio cuando corresponda. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola como la tasa

de interés activa promedio ponderada publicada por el Banco de Guatemala. No se podrá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. Inicialmente se establece una tasa mensual de 1.1161%.

16. El pago de las facturas se podrá realizar en agencias ó en los lugares contratados o designados para el efecto por la Distribuidora. Esta información deberá ser incluida en el requerimiento de cobro.
17. 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 así como la tasa municipal, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas correspondientes.
18. **Definiciones de los cargos:**

Cargo fijo por cliente: es un cargo correspondiente a los costos administrativos de la Distribuidora relacionados con la comercialización de la electricidad.

Cargo unitario por energía: es un cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

Cargo unitario por Potencia de punta: Es el cargo aplicado a la Potencia demandada por el Usuario en el horario de punta. Correspondientes a la potencia máxima integrada en periodos sucesivos de 15 minutos medidos en el horario de punta.

Cargo unitario por Potencia contratada: Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrate con la Distribuidora.

Cargo unitario por Potencia máxima: Es el cargo aplicado al valor más alto de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

Para efectos de facturación se distinguen entre los cargos atribuibles a las actividades de generación y transporte, y aquellos cargos atribuibles a la actividad de distribución.

III) PRECIOS BASE Y CONSTANTES

19. **PRECIOS BASE DE COMPRA DE POTENCIA Y ENERGIA:** Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución son los siguientes:

Precio Base de la Potencia	PBPo	=	58.350000 Q/kW
Precio Base de la Energía	PBEo	=	0.776283 Q/kWh
Precio Inicial de la Potencia	PP	=	58.350000 Q/kW
Precio Inicial de la Energía	PE	=	0.776283 Q/kWh

20. **CARGOS FIJOS BASE:** Los cargos fijos base son los siguientes:

CONCEPTO		Q-Cliente-mes
Cargo Fijo Base Media Tensión	CFo MT	1,192.2500
Cargo Fijo Base Baja Tensión con Medicion de demanda	CFo BT	357.6700
Cargo Fijo Base Baja Tensión sin Medicion de demanda	CFo BTS	7.3820

21. **VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION BASE:** Los precios base por uso de la red, Valores Agregados de Distribución (VAD) según el nivel de tensión son los siguientes:

CONCEPTO		Q/kW-mes
Valor Agregado de Distribucion en Media Tensión	VAD MT	69.252780
Valor Agregado de Distribucion en Baja Tensión	VAD BT	59.46740

IV) FORMULAS DE AJUSTE

22. AJUSTE ANUAL

Las tarifas base iniciales se ajustan de acuerdo a lo precios base que calcula el AMM, siguiendo la NCC-11, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$FAJPP_N = \frac{PBP_N}{PBP_0}$$

$$FAJPE_N = \frac{PBE_N}{PBE_0}$$

donde:

FAJPE_N = Factor de Ajuste anual al precio de la Energía en el año "N";

FAJPP_N = Factor de Ajuste anual al precio de la Potencia en el año "N"

PBP₀ = Precio base de potencia inicial;

PBE₀ = Precio base de energía inicial;

PBP_N = Precio base de potencia para el año "N". Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año "N", de acuerdo a lo

establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

PBE_N: Precio base de energía para el año "N". Este precio será el promedio anual del Informe de Costos Mayoristas para el año "N", de acuerdo a lo establecido en el Artículo 86° del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

23. AJUSTE TRIMESTRAL

Las fórmulas de ajuste periódico que aplicará La Distribuidora al cargo por la energía a la entrada de la distribución, se calcularán como la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente, para ser trasladado como cargo por energía al Usuario final, conforme lo siguiente:

$$CCPR_m = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{S,C} P_{g,Pot,i} \cdot (Q_{g,Pot,i} - V_{S.Pot,i})$$

$$CCER_m = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{S,C} P_{g,E,i} \cdot (Q_{g,E,i} - V_{S.E,i})$$

$$APP_m = CCPR_m - \sum_{i=01}^3 \sum_{t=1}^{ntar} (DF_{t,i} \cdot PTP_{t,i} \cdot PFP_{t,i})$$

$$APE_m = CCER_m - \sum_{I=1}^3 \sum_{T=1}^{NTAR} (EF_{t,i} \cdot PTE_{t,i} \cdot PFE_{t,i})$$

y

$$APO_m = COR_m$$

donde:

- E** = Energía;
- Po** = Potencia;
- S** = Spot;
- C** = Contratos;
- P_{g,j,i}** = Precios de compra spot o contractuales "g" de energía o potencia "j" para el mes "i";
- Q_{g,j,i}** = Cantidades compradas spot o contractuales "g" de energía o potencia "j" para el mes "i";
- V_{s,j,i}** = Cantidades vendidas en el mercado spot de energía o potencia "j" para el mes "i";
- CCPR_m** = Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre "m";

- CCER_m** = Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre "m"
APP_m = Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre "m",
APE_m = Ajuste por Pago de Energía en el trimestre "m";
APO_m = Ajuste por Pago por Otros – rubros;
DFT_{t,i} = Demanda facturada en kW en el mes "i" a cada tarifa "t";
PTPt_{t,i} = Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por demanda máxima para la recuperación de costos de potencia a cada tarifa "t";
ntar = Tipos de tarifas existentes;
PFPT_{t,i} = Precio base facturado de Potencia en el mes "i" a cada tarifa "t";
EFT_{t,i} = Cantidad de energía facturada en kWh en el mes "i" a cada tarifa "t";
PTET_{t,i} = Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de costos de energía a cada tarifa "t"; y
PFET_{t,i} = Precio base facturado de energía en el mes "i" a cada tarifa "t";
COR_m = Costos reales por otros factores en el trimestre "m".

$$SNA_m = APP_{m-1} + APE_{m-1} + APO_{m-1} + SNA_{m-1} - AT_m * \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntar} EFT_{t,i}$$

En donde:

SNA = Saldo no ajustado

SNA_{m-1} = Saldo no ajustado en el trimestre anterior

$$MR_{m+1} = APP_m + APE_m + APO_m + SNA_m$$

$$AT_{m+1} = \frac{MR_{m+1} + Dif_{Em+1}}{EP_{m+1}}$$

donde:

MR_{m+1} = Monto a recuperar en el trimestre "m+1".

AT_{m+1} = Ajuste Trimestral a aplicar

EP_{m+1} = Facturación de Energía programada para el trimestre siguiente; y

Dif_{Em+1} = Sumatoria de las tres cuotas mensuales a recuperar en el trimestre "m+1", correspondientes al saldo por costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar, calculado así:

$$Dif_{Em+1} = Dif_{m+1} + \Delta Dif_m$$

$$\Delta Dif_m = (Dif_m + \Delta Dif_{m-1}) - \sum_{i=1}^3 EFi_m * \frac{Dif_{Em}}{EP_m}$$

donde

$\Delta Dif_m =$	Saldo No Ajustado del costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar en trimestre "m"
$\Delta Dif_{m-1} =$	Saldo No Ajustado del costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar en trimestres m-1.
$Dif_{Em} =$	Sumatoria de las tres cuotas mensuales a recuperar en el trimestre "m", correspondientes al saldo por costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar.
$E_{Fi,m} =$	Energía facturada en el trimestre "m".
$E_{Pm} =$	Energía Proyectada para el trimestre "m".

24. El primer AT_{m+1} a aplicar es de 0.14656 Q/kWh en el periodo de facturación comprendido del uno de febrero al 30 de abril de 2004, el cual incorpora la cantidad de dieciséis millones sesenta y un mil novecientos setenta y siete quetzales con ochenta y seis centavos cantidad que corresponde al Saldo pendiente de recuperar en la formula de ajuste trimestral, así como la cantidad de treinta y cuatro millones quinientos dos mil trescientos un quetzales con cuarenta y seis centavos que corresponde a las primeras tres cuotas mensuales, de las cincuenta y cuatro cuotas mensuales constantes establecidas para abonar al saldo por costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar a tarifas,

25. **AJUSTE DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN:**

El Valor Agregado de Distribución se ajustará semestralmente mediante la utilización de índices que permitan ajustar los valores iniciales de operación y mantenimiento y los costos de capital.

Los Valores Agregados de Distribución, (VAD) se ajustarán semestralmente, a partir de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$VAD_{N\ MTi/BTi} = VAD_{O\ MTi/BTi} * FAVAD_{MT/BT}$$

$$FAVAD_{BT} = (PDVAD_{BT} * TC_N/TC_O * FAA + PIPCVAD_{BT} * IPC_N/IPC_O) - (1-K_{VAD,N}) / K_{VAD,N}$$

$$FAVAD_{MT} = (PDVAD_{MT} * TC_N/TC_O * FAA + PIPCVAD_{MT} * IPC_N/IPC_O) - (1-K_{VAD,N}) / K_{VAD,N} + CUOTA / (VAD_{O,MT} * \Sigma D_{max\ M,MT})$$



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

$$FAA = FP_{AP} * (1+Ap_N) / (1+Ap_O) + FP_{AC} * (1+AC_N) / (1+AC_O) + FP_{Ah} * (1+Ah_N) / (1+Ah_O) + FP_{Ae} * (1+Ae_N) / (1+Ae_O) + FP_{At} * (1+At_N) / (1+At_O)$$

Donde

- VAD_{N MTi/BTi}:** Valor agregado de distribución_i en el período "n" donde I es (X,Y... Z), es decir todos los VAD existentes en MT y BT
- VAD_{O MTi/BTi}:** Valor agregado de distribución inicial donde I es (X,Y... Z), es decir todos los VAD existentes en MT y BT
- FAVAD_{MT/BT}:** Fórmula de Ajuste de los Valores Agregados de Distribución (VAD) MT y BT existentes
- PDVAD:** Peso del valor de los equipos y materiales sobre el valor total del VAD
- TC_N:** Tipo de cambio de referencia de venta publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín "Información del Mercado Bancario", a la fecha del ajuste.
- TC_O:** Tipo de cambio al 9 de abril de 2002, Q7.86739 por US\$ 1;
- FAA** Fórmula de Ajuste Arancelario
- PIPCVAD:** Peso del valor de las remuneraciones sobre el valor total del VAD.
- IPC_N:** Índice de precios al consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente a la fecha del ajuste.
- IPC_O:** Índice de precios al consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente al mes de abril de 2002, valor = 112.98.
- K_{VAD, N}** Factor de reducción del VAD en el periodo "N";
- CUOTA** Monto pagado por EEGSA a la CNEE en los últimos 6 meses anteriores al ajuste en concepto del aporte establecido en la Ley General de Electricidad. El cual transitoriamente se establece que para efecto del primer ajuste semestral, corresponderá a los últimos 12 meses anteriores al mismo.
- DMAX_{m,MT}** Demanda máxima mensual de Media Tensión en kW del periodo anterior de seis meses.
- Ap_N:** Valor arancelario del poste de concreto, con código No.6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- Ap_O:** Valor arancelario del poste de concreto, con código No. 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- AC_N:** Valor arancelario del cable desnudo de aluminio aéreo, con código No.7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
- AC_O:** Valor arancelario del cable desnudo de aluminio aéreo, con código No.7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
- Ah_N:** Valor arancelario de los herrajes con código No. 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el



ajuste.

Ah₀:	Valor arancelario de los herrajes con código No. 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
Ae_N:	Valor arancelario del equipo eléctrico con código No. 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
Ae₀:	Valor arancelario del equipo eléctrico con código No. 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
At_N:	Valor arancelario del transformador con código No. 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente a la fecha en que se efectúe el ajuste.
At₀:	Valor arancelario del transformador con código No. 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 9 de abril de 2002.
FPA_p:	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N°6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC.
FPA_c:	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero centroamericano SAC
FPA_h:	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC;
FPA_e:	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC; y
FPA_t:	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N°8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC.

26. AJUSTE AL CARGO FIJO

Los Cargos Fijos por usuario se ajustarán semestralmente, a partir de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$CF_{N,MT/BT/BTS} = CF_{0,MT/BT/BTS} * FACF$$

$$FACF = (PDCF * TC_N / TC_0) + PIPCCF * IPC_N / IPC_0 - (1 - K_{CF,N}) / K_{CF,N}$$

CF_{N,MT/BT/BTS}:	Cargo por Consumidor en el período "N" para cada categoría tarifaria;
CF_{0,MT/BT/BTS}:	Cargo por Consumidor inicial para cada categoría tarifaria
MT:	Tarifas de Media Tensión;
BT:	Tarifas de Baja Tensión;
BTS:	Tarifas de Baja Tensión sin demanda;
FACF:	Factor de ajuste del Cargo por Consumidor;
PDCF:	Peso del valor de los equipos y materiales sobre el valor total del costo de clientes;
TCN:	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su boletín "Información del Mercado Bancario" a la fecha del



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

- ajuste;
- TC_0 :** Tipo de cambio al 9 de abril de 2002, Q 7.86739 por US\$ 1;
- IPC_N :** Índice de precios al consumidor á rea urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente a la fecha del ajuste;
- IPC_0 :** Índice de precios al consumidor á rea urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) vigente al mes de abril de 2002, valor = 112.98;
- $PIPCCF$:** Peso del valor de las remuneraciones sobre el valor total del costo de clientes;
- KCF, N :** Factor de reducción del costo fijo en el período "N".

Factor	Valor
PDVAD,BT	0.6451
PDVAD,MT	0.5762
PDCF,MT/BT	0.4380
PIPCVAD,BT	0.3549
PIPCVAD,MT	0.4238
PIPCCF	0.5620
KVAD	1.0000
KCF,N	1.0000
FPAp	0.3250
FPAc	0.1430
FPAh	0.2080
FPAe	0.1380
FPAt	0.1860

27. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con diez (10) días hábiles de antelación como mínimo a la fecha de su entrada en vigor toda la Información y documentación que fundamente y respalde los valores para el correspondiente ajuste trimestral y semestral, en caso de existir diferencias la Comisión le conferirá audiencia a la distribuidora por el tiempo que en la resolución se estipule para que exponga sus argumentos y acompañe la documentación de respaldo, estando obligada a resolver con su pronunciamiento o sin el.

V) PLIEGO TARIFARIO BASE

28. **Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).** Comprende los siguientes cargos



Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía y Potencia -Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	1.1422
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	7.3820
Energía: Cargo por Distribución (Q/kWh)	0.2749

29. **Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)**

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9866
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	51.3311
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	2.5744
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	110.5583

30. **Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp)**

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9866
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	35.8248
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	1.7967
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	110.5583

31. **Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTH)**

Tarifa horaria con medida o control de las demandas maximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en Baja Tension. (BTH)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9866
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	57.9794
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	2.9079
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	110.5583

32. Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9356
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	47.4278
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	1.2915
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	54.5309

33. Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDfp)

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDfp)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9356
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	33.1006
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	0.9014
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	54.5309

34. Tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

Tarifa horaria con medida o control de las demandas maximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en Media Tension. (MTH)	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	0.9356
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/kW-mes)	53.5706
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	1.4588
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/kW-mes)	54.5309

35. Tarifa de Alumbrado Publico y Alumbrado Exterior Particular

Tarifa de Alumbrado Público y Alumbrado Exterior Particular	
CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE	
Energía y Potencia -Cargo por Generación y Transporte (Q/kWh)	1.1631
CARGOS POR DISTRIBUCION	
Energía: Cargo por Distribución (Q/kWh)	0.3118

La energía se calcula utilizando 12 horas diarias de uso, así: el vatiaje del bulbo de cada lámpara se multiplica por las horas de uso del mes, este producto se divide dentro de mil.

36. Los costos de inversión, expansión, mantenimiento y operación del servicio de Alumbrado Público serán por cuenta del Municipio, los del alumbrado exterior particular serán por parte del interesado.
37. **CARGO POR CORTE Y RECONEXIÓN:** Para todas las tarifas se fija el cargo por corte y reconexión en ciento treinta y siete quetzales exactos (Q.137.00). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio o en el caso que la Comisión estime que previamente a definir las causas que la originaron el servicio, debe reconectarse precautoriamente lo cual no prejuzga sobre la causa de la suspensión.
38. Para el debido cumplimiento de la estructura tarifaria contenida en la presente resolución, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. deberá aplicar las fórmulas, factores y constantes contenidos en la resolución CNEE-67-2003, emitida por esta Comisión el uno de agosto de dos mil tres y publicada en el Diario de Centro América el cinco del mismo mes y año.
39. Aprobar, en correspondencia con lo establecido en la resolución CNEE-53-2003, el Precio Medio de compras de potencia y energía y los valores de VAD que deberá aplicar la Distribuidora para el cobro de pérdidas de terceros en función de transportista durante la facturación de los meses de febrero, marzo y abril de 2004, estos precios medios quedan sujetos a los ajustes trimestrales correspondientes a la Distribuidora. Los precios medios son los siguientes:

Tarifa para cobro de Perdidas de Terceros	
Precio Medio Compra De Energía (Q/kWh)	0.4448
Precio Medio Compra De Potencia (Q/kW-mes)	268.6894



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 366-4218 E-mail: cnee@gold.guate.net FAX (502) 366-4202

VI) Se deroga la resolución CNEE-65-2003, emitida por esta Comisión con fecha treinta de julio de dos mil tres y publicada en el Diario de Centro América el treinta y uno del mismo mes y año.

VII) Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. está obligada a entregar a la Comisión, toda la información necesaria para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución

VIII) La presente Resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América, órgano oficial del Estado.

Dada en la ciudad de Guatemala a los veintiséis días del mes de enero de 2004.

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario