

RESOLUCION No. CNEE-129-2003
Guatemala, 23 de diciembre de 2003

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 sus 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 los 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; estructuradas de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. Las Tarifas que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

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 Valor Agregado de Distribución –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 juntamente con los precios de adquisición de energía, será utilizado por la Comisión para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor, y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años. El Reglamento de la Ley General de Electricidad en su artículo 80 estipula que la Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a consumidores regulados en las zonas que se le autorizó el servicio.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 95 preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijará las tarifas, con sus fórmulas de ajuste y

estructuras, así como los cargos por corte y reconexión, para Usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya vigencia será de cinco años.

CONSIDERANDO:

Que el señor Juan Arnoldo Muñoz Enríquez, en su calidad de Alcalde Municipal y Gerente General de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, por medio de nota sin número, de fecha seis de agosto de dos mil tres, y con autorización del Honorable Consejo Municipal, conforme el punto QUINTO del Acta número treinta y nueve guión dos mil tres (39-2003) de la sesión pública celebrada el diecisiete de septiembre de dos mil tres, solicitó a esta Comisión la fijación de las tarifas de energía eléctrica para el sector regulado que atiende la referida empresa.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71 de la Ley General de Electricidad que establece que el Valor Agregado de Distribución –VAD- corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada, y siendo que no se cuenta con la información necesaria para calcular el Valor Agregado de Distribución de Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu. El artículo 74 de la ley General de Electricidad, establece que la Comisión podrá disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio si las densidades de distribución son parecidas en cada grupo y usar un solo VAD para la determinación de las tarifas de todas las empresas calificadas en un mismo grupo, y dado que la Comisión Nacional de Energía ha aprobado los estudios efectuados para calcular los componentes de VAD en Empresas Eléctricas Municipales, y en observancia del artículo citado es procedente que para determinar el pliego tarifario de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu se aplique el VAD calculado en los estudios efectuados para la fijación del pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, puesto que existe similitud entre ambas empresas en términos económicos y eléctricos, dado que los patrones de consumo de sus usuarios, la densidad de la población que atienden y la estructura organizacional que este tipo de empresas requiere, son similares.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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 la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu, en adelante La Distribuidora, para un periodo de cinco años de conformidad con las siguientes condiciones.

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 cuyo consumo sea superior a los 300 kWh al mes, La Distribuidora les aplicará la tarifa simple (BTS).
4. 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.
5. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa que corresponda 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, BTDfp, MTDp y MTDfp.

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.

6. Para efectos de aplicación de los cargos correspondientes, durante los primeros seis meses de la aplicación de este pliego tarifario, se establece como Potencia contratada del Usuario, el promedio de las tres demandas eléctricas más altas registradas dentro del período de los últimos seis meses, anteriores a la referida aplicación. En el caso de Usuarios con servicio reciente, el período será el de los meses transcurridos. Si el usuario lo solicitase, la Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica hasta los últimos seis meses, con el objeto que pueda actualizar el valor de potencia contratada. Una vez actualizado el valor, este no podrá reducirse durante un

período de seis meses. Pasado dicho período el cliente podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá nuevamente una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del servicio de distribución –NTSD-.

7. En tanto no se efectúe el estudio respectivo de caracterización de carga, el cual deberá realizarse antes que expire la vigencia este pliego tarifario, por parte de La Distribuidora, se entenderá como participación en la punta, cuando el cociente que resulte de dividir la demanda media de potencia del Usuario entre su Potencia contratada, mencionada anteriormente, sea mayor o igual a 0.6. La demanda media de potencia se determinará a partir del consumo de energía eléctrica mensual (kWh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, dividido entre el número de horas de los meses correspondientes. El promedio de estas tres demandas es el que corresponde a la demanda media de potencia.

$$DMP = \sum_{i=1}^3 \frac{Ci}{Hi * 3}$$

Donde

DMP= Demanda media de potencia

Ci = Consumo de energía en el mes i (en kWh)

Hi = Horas del mes i

8. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine La Comisión.
9. 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.
10. 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 de este párrafo.
11. Un Usuario con servicio conectado en media tensión, podrá requerir a La Distribuidora 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 le pueda realizar un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del total de los mismos, por concepto de pérdidas de transformación; siempre y cuando el

interesado no cuente con el equipo de medición adecuado que pueda ser programado para que realice en forma automática la compensación de pérdidas.

12. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a los establecidos en las Normas Técnicas 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.
13. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de un año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado 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 utilizados nuevamente por la Distribuidora.
14. La acometida y todos los equipos de medición estarán a cargo y a costa de La Distribuidora. 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
15. Para efectos de facturación, el periodo del servicio será mensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión de acuerdo en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad. Para el caso del periodo bimensual, La Distribuidora deberá presentar a la Comisión la solicitud correspondiente. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación de la Comisión.

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 por mora. La tasa de interés será publicada por la Comisión en cada ajuste trimestral calculándola con base a la tasa activa promedio ponderada del trimestre de compras publicada por el Banco de Guatemala. Estableciéndose un valor inicial de 1.1249% mensual. No se podrá adicionar ningún otro cargo debido al atraso. La desconexión del servicio podrá ejecutarla la distribuidora, en caso que el usuario tenga pendiente el pago de dos facturas o más y hayan transcurrido los treinta días de le emisión de cada una, en el caso de alteración de las condiciones del suministro o que consuma energía sin autorización de la distribuidora.

16. El pago de las facturas se podrá realizar en las oficinas, 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 el detalle de los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica durante el mes facturado, de acuerdo a la lectura de lo efectivamente consumido, a excepción de los montos cobrados en factura anteriores y no canceladas por el usuario a la fecha de emisión de la nueva factura. La tasa municipal por concepto de alumbrado público de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas correspondientes.
18. Para la tarifa de Alumbrado Público, la energía se calculará con un uso de 12 horas diarias utilizando el vatiaje del bulbo de cada lámpara.

La Tarifa de Alumbrado público incluye solamente el costo del abastecimiento de energía. Los costos de inversión, operación y mantenimiento del servicio de alumbrado público serán por cuenta del Municipio. Los del alumbrado exterior particular serán por parte del interesado.

19. Definiciones de los cargos para los precios máximos de distribución:

Cargo por Consumidor: Es un cargo correspondiente a los costos relacionados con la medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad.

Cargo Unitario De 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.

III. PRECIOS BASE Y CONSTANTES

20. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución son los siguientes:

Constante		Valor
PE=	Precio Base de Energía Q/kWh	0.349106112
PP=	Precio Base de Potencia Q/kW/mes	54.111447360

21. Los factores de expansión de pérdidas son los siguientes:

Factores Expansión Pérdidas Potencia		
Factores Expansión Pérdidas Potencia en MT	FPPMT	1.045585
Factores Expansión Pérdidas Potencia en BT	FPPBT	1.089210

Factores Expansión Pérdidas Energía		
Factores Expansión Pérdidas Energía en MT	FPEMT	1.047738
Factores Expansión Pérdidas Energía en BT	FPEBT	1.103844

22. Las constantes de caracterización de la carga aplicadas son las siguientes:

Factores de Coincidencia en MT			
Factores de coincidencia en Punta		Factores de coincidencia fuera de Punta	
F1MTP	0.8	F1MTFP	0.45
F2MTP	0.8	F2MTFP	0.6
F3MTP	1	F3MTFP	1
F12MTP	0.64	F12MTFP	0.27

Factores de Coincidencia en BT			
Factores de coincidencia en Punta		Factores de coincidencia fuera de Punta	
F1BTP	0.8	F1BTFP	0.45
F2BTP	0.8	F2BTFP	0.6
F3BTP	1	F3BTFP	1
F12BTP	0.64	F12BTFP	0.27

Factores de Coincidencia de la Distribuidora		
Factor de Punta	Fpta	0.9
Factor Fuera Punta	Ffpta	0.5

Horas de Uso		Valor
NHU BTS =	Numero de Horas de Uso de Usuarios con Tarifa BTS	422
NHU AP =	Numero de Horas de Alumbrado Publico y Alumbrado exterior particular.	360

23. Los precios base por uso de la red, valores agregados de distribución (VAD) según el nivel de tensión son los siguientes:

Constante		Q/kW/mes
VADMT =	Valor Agregado de Distribución en MT	35.709155
VADBT =	Valor Agregado de Distribución en BT	69.950393

24. Los valores agregados de distribución asignados a cada tipo de tarifa de acuerdo a lo preceptuado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad son los siguientes:

VALORES DE VAD ASIGNADOS POR TARIFA					
VALORES DE PUNTA		VAD Asignado	VALORES FUERA DE PUNTA		VAD Asignado
VADMTP	BTD	0.221215618 Q/kW	VADMTFP	BTD	29.460769194 Q/kW
VADMTP	BTDP	0.524362946 Q/kW	VADMTFP	BTDP	29.460769194 Q/kW
VADMTP	AP	0.002275881 Q/kWh	VADMTFP	AP	0.081835470 Q/kWh
VADMTP	MTD	0.221215618 Q/kW	VADMTFP	MTD	29.460769194 Q/kW
VADMTP	MTDP	0.524362946 Q/kW	VADMTFP	MTDP	29.460769194 Q/kW
VADMTP	BTH	0.737385393 Q/kW	VADMTFP	BTH	29.460769194 Q/kW
VADMTP	MTH	0.737385393 Q/kW	VADMTFP	MTH	29.460769194 Q/kW
VADBTP	BTSS	0.003803209 Q/kWh	VADBTFP	BTSS	0.136754684 Q/kWh
VADBTP	BTS	0.003803209 Q/kWh	VADBTFP	BTS	0.136754684 Q/kWh
VADBTP	BTD	0.433337591 Q/kW	VADBTFP	BTD	57.710476579 Q/kW
VADBTP	BTDP	1.027170585 Q/kW	VADBTFP	BTDP	57.710476579 Q/kW
VADBTP	AP	0.004458206 Q/kWh	VADBTFP	AP	0.160306879 Q/kWh
VADBTP	BTH	1.444458636 Q/kW	VADBTFP	BTH	57.710476579 Q/kW

25. Los Valores Base de Cargos Fijos por cliente son los siguientes:

Categoría Tarifaria	Cargos Fijos Q - MES
Tarifa Horaria	19.4117
Tarifa con Medición de Demanda Máxima	13.2421
Tarifa Energía Simple, sin medición de demanda - BTS	7.5239

26. No se utilizan factores de expansión de pérdidas en el sistema de transmisión principal y secundario, puesto que la potencia y la energía la Distribuidora la compra en la entrada de su red de distribución.

IV. FORMULAS DE AJUSTE

27. **AJUSTE TRIMESTRAL:** El ajuste trimestral que aplicará La Distribuidora al cargo por energía a la entrada de red de distribución, se calculará 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:

$$PPPR_n = \sum_{i=1}^3 P_{Pot,i} \times Q_{Pot,i}$$

$$PPER_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{S,CTNS} P_{ENER,g,i} \times Q_{ENER,g,i}$$

$$APP_n = PPPR_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntar} ((DF_{t,i} \times PTP_{t,i} \times PFP_{t,i}^{TNS}))$$

$$APE_n = PPER_n - \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{NTAR} (EF_{t,i} \times PTE_{t,i} \times PFE_{t,i}^{TNS})$$

$$APOCR_n = OCR_n$$

Donde:

$PPPR_n$:	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre "n"
$P_{POT,i}$:	Precios de compra de potencia para el mes "i"
$Q_{POT,i}$:	Cantidades de potencia compradas en el mes "i"
$PPER_n$:	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre "n"

$P_{ENER,g,i}$:	Precios de compra de energía, spot o contractuales “g”, para el mes “i”
$Q_{ENER,g,i}$:	Cantidades de de energía compradas, spot o contractuales “g”, para el mes “i”
APP_n	:	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre “n”
$DF_{i,t}$:	Demanda facturada en kW en el mes “i”, a cada categoría tarifaria “t” no social
$PTP_{t,i}$:	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por demanda máxima y de punta para la recuperación de costos de potencia a cada tarifa “t”
$PFP_{t,i}^{TNS}$:	Precio base facturado de Potencia en el mes “i” a cada tarifa “t”
APE_n	:	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre “n”
$EF_{t,i}$:	Cantidad de energía facturada en kWh en el mes “i” a cada tarifa “t” no social
$PTE_{t,i}$:	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de costos de energía a cada tarifa “t” no social
$PFE_{t,i}^{TNS}$:	Precio base facturado de energía en el mes “i” a cada tarifa “t” no social
$APOCR_n$:	Ajuste por Pago de otros costos reales en el trimestre “n”
OCR_n	:	Otros costos reales en trimestre “n”, que en base a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, apruebe la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. De acuerdo a lo establecido en el Artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista se incluyen dentro de este concepto las cuotas al Administrador del Mercado Mayorista.

$$AT_{n+1} = \frac{APP_n + APE_n + APOCR_n + SNA_n}{\sum_{i=1}^3 EF_{TNS,i}^{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{\sum_{i=1}^3 EF_{TNS,i}^{n+1}}$$

Donde:

AT_{n+1}	:	Ajuste a efectuarse en el trimestre siguiente “n+1”
SNA_n	:	Saldo no ajustado al trimestre “n”
$\sum_{i=1}^3 EF_{TNS,i}^{n+1}$:	Venta de energía en kWh previstas para el trimestre siguiente
MR_{n+1}	:	Monto a recuperar en el trimestre “n+1”

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APOCR_{n-1} + SNA_{n-1} - AT_{n-1} \sum_{i=1}^3 EF_{TNS,i}^{n-1}$$

Donde:

Subíndice n-1	:	Se refiere al trimestre anterior al que esta siendo calculado
---------------	---	---------------------------------------------------------------

28. **MONTO A DEBITAR TRIMESTRALMENTE POR PERDIDAS DE ENERGIA RECONOCIDA:** Semestralmente se calculara el porcentaje de pérdidas reales de la Distribuidora de la manera siguiente:

$$\%PREA_{sem_m} = \frac{(CED_{trim_n} + CED_{trim_{n-1}}) - (EFD_{trim_n} + EFD_{trim_{n-1}})}{(CED_{trim_n} + CED_{trim_{n-1}})}$$

Donde:

$\%PREA_{sem_m}$:	Porcentaje de pérdidas reales de Energía de la Distribuidora en el semestre m.
CED_{trim_n}	:	Cantidades de energía compradas en el trimestre n por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias, incluyendo el mercado spot y los contratos vigentes.
EFD_{trim_n}	:	Energía Facturada en el trimestre n por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias.
n-1	:	Trimestre n-1.

Posteriormente, deben de compararse las pérdidas reales de energía con las pérdidas reconocidas ($\%PREC_m$), las cuales se aplican de acuerdo a la tabla siguiente:

COMPRAS DE POTENCIA Y ENERGIA CORRESPONDIENTES A	$\%PREC_m$
Dic-03 a Feb-04 y Mar-04 a May-04	17.55%
Jun-04 a Ago-04 y Sep-04 a Nov-04	17.27%
Dic-04 a Feb-05 y Mar-05 a May-05	16.98%
Jun-05 a Ago-05 y Sep-05 a Nov-05	16.70%
Dic-05 a Feb-06 y Mar-06 a May-06	16.42%
Jun-06 a Ago-06 y Sep-06 a Nov-06	16.13%
Dic-06 a Feb-07 y Mar-07 a May-07	15.85%
Jun-07 a Ago-07 y Sep-07 a Nov-07	15.57%
Dic-07 a Feb-08 y Mar-08 a May-08	15.28%
Jun-08 a Ago-08 y Sep-08 a Nov-08	15.00%

De manera trimestral, y a partir del primer ajuste trimestral del 2004, si $\%PREA_{sem_m} \geq \%PREC_m$, entonces, se resta del APE del trimestre relacionado, el valor de $APPER_n$ calculado, conforme a:

$$APPER_n = Qtrim_n * (\% PREAsem_m - \% PRECsem_m) * PM^{TNS}$$

Donde:

$$Qtrim_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{g=1}^{s, CTNS} Q_{ENER, g, i}$$

$$EFtrim_n = \sum_{i=1}^3 \sum_{t=1}^{ntar} EF_{t, i}$$

$Qtrim_n$: Cantidades de energía compradas spot o contractuales “g”, en el trimestre n (el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos i) para todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social.
$EFtrim_n$: Energía Facturada en el trimestre n, en todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social.
$\% PREAsem_m$: % de Pérdidas Reales en el semestre m.
$\% PREC_m$: % de Pérdidas Reconocidas en el semestre m, de acuerdo a tabla aprobada por la CNEE.
PM^{TNS}	: Precio Monómico de Compras para las Tarifas No Sociales, calculado como la suma de costos de energía y potencia en el trimestre dividido entre la energía comprada en el trimestre para este grupo de consumo.

29. AJUSTE DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN: Los Valores Agregados de Distribución, (VAD) se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FAVAD_{MT, t} = \frac{IPC_t}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_t}{TC_0} \times \sum_{i=1}^h \alpha_{i, T} \times \frac{(1 + Ta_{i, t})}{(1 + Ta_{i, 0})} + \frac{TC_t}{TC_0} \times PT_s$$

Donde:

IPC_0	: Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente al mes en que se efectuó el estudio tarifario, noviembre 2003.
IPC_t	: Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente al último mes del semestre.
TC_0	: Tipo de Cambio al 15 de noviembre de 2003, igual a Q 8.08116.
TC_t	: 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.
$Ta_{i, 0}$: Tasa arancelaria del material “i” al mes de noviembre 2003.
$Ta_{i, t}$: Tasa arancelaria del material “i” a la fecha del ajuste.

<i>CCNEE</i>	:	Monto realmente pagado a la CNEE en concepto del aporte establecido en el Artículo 5 de la Ley General de Electricidad.
<i>VAD₀</i>	:	Valor Agregado de Distribución en Media Tensión y/o Baja Tensión Base Unitario.
<i>X</i>	:	Factor de reducción anual que toma en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, aplicable anualmente, en cumplimiento del Artículo 92 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. El valor es igual a cero para la presente fijación tarifaria.

Materiales “i” = Postes de Concreto (Código SAC 6810.99.00), Cable Desnudo de Aluminio (Código SAC 7614.10.00), Herrajes (Código SAC 7318), Equipo Eléctrico (Código SAC 8535.21.00), Transformadores (Código SAC 8504.33.00) y Medidores (Código SAC 9028.30.10).

PARAMETRO	VADPMT	VADPBT
P_{NT}	42.6%	40.0%
$\alpha_{\text{Postes Concreto}}$	12.2%	8.0%
$\alpha_{\text{Cable Aluminio}}$	8.7%	10.0%
α_{Herrajes}	2.9%	1.0%
$\alpha_{\text{Equipo Eléctrico}}$	1.2%	0.0%
$\alpha_{\text{Transformadores}}$	0.0%	11.0%
$\alpha_{\text{Medidores}}$	0.0%	15.0%
P_{TS}	32.3%	15.1%

30. **AJUSTE AL CARGO FIJO:** Los Cargos Fijos por usuario se ajustarán semestralmente, a partir del tercer trimestre de la vigencia de este pliego tarifario, mediante las siguientes fórmulas de indexación:

$$FACF = \frac{IPC_t}{IPC_0} \times 0.85 + \frac{TC_t}{TC_0} \times 0.15$$

31. **AJUSTE ANUAL:** Las tarifas base iniciales se ajustarán de acuerdo a los precios base que calcula el AMM, siguiendo la NCC-11, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$FAJPP_t = \frac{PP_t}{PP_0}$$

$$FAJPE_t = \frac{PE_t}{PE_0}$$

Donde:

FAJPP _t :	Factor de ajuste anual al precio de la potencia para tarifa no social en el año "t".
FAJPE _t :	Factor de ajuste anual al precio de energía para tarifa no social en el año "t".
PP ₀ :	Precio Base de Potencia para tarifa no social.
PE ₀ :	Precio Base de Energía para tarifa no social.
PP _t :	Precio Base de Potencia para tarifa no social en el año "t" proporcionado por el AMM y corregido por CNEE por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año correspondiente
PE _t :	Precio Base de Energía para tarifa no social en el año "t" proporcionado por el AMM y corregido por CNEE por el efecto de las pérdidas reconocidas de acuerdo a los valores promedio de PREC para el año correspondiente.

V. FORMULAS TARIFARIAS

32. De acuerdo a lo establecido en el artículo 89 del Reglamento de La Ley General de Electricidad, a continuación se detallan las formulas para determinar las tarifas las cuales deberán aplicarse a los valores ajustados para determinar las tarifas.

a) Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTH).

Cargo Fijo por Cliente
 = CFTH *FACF

Cargos por Energía
 = FPMT*PE*FAJPE + AT

Cargo por Potencia de Punta
 = FCP*FPPMT*PP*FAJPP
 + FPPMT*VADMT*PMTH*FAVADMT

Cargo por Potencia Contratada
 = FPPMT*VADMT*FPMTH*FAVADMT

b) Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTH).

Cargo Fijo por Cliente
= CFTH*FACF

Cargo por Energía
= FPEBT*FPEMT*PE *FAJPE + AT

Cargo por Potencia de Punta
= FCP*FPPBT*FPPMT*PP*FAJPP
+ FPPMT*FPPBT*VADMTPBTH*FAVADMT
+ FPPBT*VADBTPBTH*FAVADBT

Cargo por Potencia Contratada
= FPPMT*FPPBT *VADMTFPBTH*FAVADMT
+FPPBT *VADBTFPBTH*FAVADBT

c) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDp)

Cargo Fijo por Cliente
= CFTMD*FACF

Cargos por Energía
= FPEMT*PE*FAJPE + AT

Cargo por Potencia Máxima
= F12MTP*FPPMT*PP*FAJPP
+ FPPMT*VADMTPMTDP*FAVADMT

Cargo por Potencia Contratada
= FPPMT*VADMTFPMTDP*FAVADMT

d) Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp).

Cargo Fijo por Cliente
= CFTMD*FACF

Cargos por Energía
= FPEBT*FPEMT*PE *FAJPE+ AT

Cargo por Potencia Máxima
= F12BTP*FPPBT*FPPMT*PP*FAJPP

+ FPPBT*FPPMT*VADMTP BTDP*FAVADMT
+ FPPBT*VADBTP BTDP*FAVADBT

Cargo por Potencia Contratada
= FPPMT*FPPBT*VADMTPBTDP*FAVADMT
+FPPBT*VADBTFPBTDP*FAVADBT

e) Tarifa con medición de demanda máxima, baja participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDfp)

Cargo Fijo por Cliente
= CFTMD*FACF

Cargos por Energía
= FPEMT*PE*FAJPE + AT

Cargo por Potencia Máxima
= F12MTFP*FPPMT*PP*FAJPP
= FPPMT*VADMTPMTD*FAVADMT

Cargo por Potencia Contratada
= FPPMT*VADMTPMTD*FAVADMT

f) Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp).

Cargo Fijo por Cliente
= CFTMD*FACF

Cargos por Energía
= FPEBT*FPEMT*PE*FAJPE + AT

Cargo por Potencia Máxima
= F12BTFP*FPPBT*FPPMT*PP*FAJPP
+ FPPBT*FPPMT*VADMTPBTD*FAVADMT
+ FPPBT*VADBTPBTD*FAVADBT

Cargo por Potencia Contratada
= FPPBT* FPPMT*VADMTPBTD*FAVADMT
+ FPPBT*VADBTFPBTDP*FAVADBT

g) Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).

Cargo Fijo por Cliente

$$= \text{CFBTS} * \text{FACF}$$

Cargo por Energía

$$= \text{FPPBT} * \text{FPPMT} * \text{PP} * \text{FAJPP} / \text{NHU}$$

$$+ \text{FPEBT} * \text{FPEMT} * \text{PE} * \text{FAJPE} + \text{AT}$$

$$+ \text{FPPBT} * \text{FPPMT} * (\text{VADMTPBTS} + \text{VADMTFPBTS}) * \text{FAVADMT}$$

$$+ \text{FPPBT} * (\text{VADBTPBTS} + \text{VADBTFPBTS}) * \text{FAVADBT}$$

h) Tarifa de Alumbrado Público y Alumbrado Exterior (AP)

Cargo por Energía

$$= \text{FPPBT} * \text{FPPMT} * \text{PP} * \text{FAJPP} / \text{NHUAP}$$

$$+ \text{FPEBT} * \text{FPEMT} * \text{PE} * \text{FAJPE} + \text{AT}$$

$$+ \text{FPPBT} * \text{FPPMT} * (\text{VADMTPAP} + \text{VADMTFPAP}) * \text{FAVADMT}$$

$$+ \text{FPPBT} * (\text{VADBTPAP} + \text{VADBTFPAP}) * \text{FAVADBT}$$

Donde:

Las variables y constantes corresponden a las definidas en los numerales anteriores de la presente resolución.

VI. PLIEGO TARIFARIO

33. **Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).** Comprende los siguientes cargos máximos:

BAJA TENSION SIMPLE BTS	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	7.5239
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.7846

34. **Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDp).** En esta tarifa se registra la potencia máxima del Usuario y se estima su participación en la punta del Sistema Nacional Interconectado (SIN), a través de un coeficiente calculado sobre la base de estudios de caracterización de carga. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

BAJA TENSION BTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.2421
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.4038

Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	41.1563
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	96.4106

35. **Tarifa con medición de demanda máxima con baja participación en la punta, para usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp).** En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y se estima su baja participación en la punta del Sistema Nacional Interconectado (SIN), a través de un coeficiente calculado sobre la base de estudios de caracterización de carga. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

BAJA TENSION BTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.2421
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.4038
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	17.3628
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	96.4106

36. **Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para usuarios conectados en baja tensión (BTH).** Los Usuarios en esta categoría tienen una medición horaria de potencia que permite identificar su participación en la hora de punta del Sistema Nacional Interconectado, SIN, para el efecto el usuario debe contar con medidor horario. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

BAJA TENSION HORARIA BTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	19.4117
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.4038
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	57.8760
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q.kW-mes)	96.4106

37. **Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDp).** En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y se estima su participación en la punta del Sistema Nacional Interconectado (SIN), a través de un coeficiente calculado sobre la base de estudios de caracterización de carga. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

MEDIA TENSION MTDp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.2421
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.3658

Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	36.7583
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.8037

38. **Tarifa con medición de demanda máxima, baja participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDfp).** En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y se estima su baja participación en la punta del Sistema Nacional Interconectado (SIN), a través de un coeficiente calculado sobre la base de estudios de caracterización de carga. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

MEDIA TENSION MTDfp	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	13.2421
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.3658
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	15.5074
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.8037

39. **Tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTH).** Los Usuarios en esta categoría tienen una medición horaria de potencia que permite identificar su participación en la hora de punta del Sistema Nacional Interconectado (SIN), para lo cual el usuario debe contar con medidor horario. Esta tarifa comprende los siguientes cargos:

MEDIA TENSION HORARIA MTH	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	19.4117
Cargo unitario por Energía (Q./kWh)	0.3658
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	51.6913
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	30.8037

40. **Tarifa de Alumbrado Público y Alumbrado Exterior Particular.** Con un uso de 12 horas diarias la energía se calculará utilizando el vatiaje del bulbo de cada lámpara multiplicado por las horas de uso mensual y este producto se le dividirá dentro de mil.

TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO	
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.8502

41. Los cargos anteriores no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA), incluyen los impuestos y tasas que gravan a la actividad de distribución que están incluidos en el Sistema Unificado de Cuentas.

42. **Cargo por Corte y Reconexión:** El cargo por reconexión comprende costos de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor y se fija en ochenta quetzales con treinta y ocho centavos (Q.80.38), monto que no incluye el IVA. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio.
43. La Distribuidora 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 ó sin el.
44. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá en cualquier momento requerir información y fiscalizar la correcta aplicación de lo aquí resuelto; quedando el contenido de la presente resolución y los valores aprobados, sujetos a las modificaciones que pudieran darse como resultado de las auditorias que practique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con posterioridad a la notificación de la presente Resolución. En caso de encontrarse diferencias entre los datos reportados por la Distribuidora a lo comprobado y aprobado por la Comisión, los resultados correspondientes serán considerados cuando aplique, como Saldo No Ajustado en el próximo ajuste trimestral.
- VII. **Vigencia:** La presente Resolución entrará en vigencia el uno de enero de dos mil cuatro.

Dado en la ciudad de Guatemala, el 23 de diciembre de 2003.

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo