

RESOLUCION No. CNEE-128-2003
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 Republica, 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, así mismo el Decreto 96-2000, Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, establece que le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 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 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 será utilizado por la Comisión para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; metodología para determinación de las tarifas que será revisada por la Comisión cada cinco (5) años. El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 80 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.

CONSIDERANDO.

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución.

CONSIDERANDO:

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

CONSIDERANDO:

Que 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 Concejo Municipal, conforme el punto quinto (5to) 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 pidió a esta Comisión la fijación de las tarifas de energía eléctrica para el sector regulado que atiende la referida empresa, por lo que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71 de la Ley General de Electricidad que establece que el 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 Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu no proporcionó la información necesaria para determinar el Valor Agregado de Distribución de la misma, en observancia del artículo citado y de conformidad con lo dispuesto es procedente que para determinar el pliego tarifario de la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu se aplique el VAD utilizado para los estudios de la fijación del pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa, ya que la similitud entre ambas empresas en términos económicos

y eléctricos es alta, dado que los patrones de consumo de sus usuarios son similares así como la urbanidad de la población que atienden y la gestión de administrativa.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado 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 precios máximos, sus fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación de la Tarifa Social, para todos los consumidores regulados del servicio de distribución final con consumos menores o iguales a los 300 kWh, en adelante llamados usuarios, a quienes presta el servicio la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu en adelante llamada la Distribuidora, para un período de cinco años contados a partir de la vigencia del presente pliego tarifario, de conformidad con los siguientes puntos:

II. CONDICIONES GENERALES

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su reglamento. Se reconoce como usuario de tarifa social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh. La distribuidora deberá tener registro de todas los datos de identificación del usuario, cuyo nombre aparecerá en la factura correspondiente. Únicamente el usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar las condiciones del servicio o formular reclamos relacionados con el servicio.
2. La acometida y todos los equipos de medición estarán a cargo y a costa de La Distribuidora. Todas las instalaciones interiores, a partir del punto de medición, 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.
3. 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. Otros casos especiales de períodos diferentes de lectura, facturación o estimación deberán ser sometidos a la aprobación de la Comisión.
4. 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 de interés 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.

5. La desconexión del servicio podrá ejecutarla la distribuidora: (i) en caso que el usuario tenga pendiente el pago de dos facturas o más y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) en el caso de alteración de las condiciones del suministro, ó (iii) que el usuario consuma energía sin autorización de la distribuidora.
6. 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.
7. Las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica así como el monto de la tasa municipal de alumbrado público la cual deberá ser autorizada previamente por la Comisión, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas correspondientes.
8. 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.

III. PRECIOS BASE Y CONSTANTES

9. Los precios base de la potencia y la energía a la entrada de la red de distribución para tarifa social son los siguientes:

Constante		Valor
PES=	Precio Base de Energía de Tarifa Social Q/kWh	0.235646626
PPS=	Precio Base de Potencia de Tarifa Social Q/kW/mes	54.111447360

10. 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

11. 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 Social=	Numero de Horas de Uso de Usuarios con Tarifa BTS Social	422

12. 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

13. 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	BTSS	0.001941510	Q/kWh	VADMTFP	BTSS	0.069812249	Q/kWh
VADBTP	BTSS	0.003803209	Q/kWh	VADBTFP	BTSS	0.136754684	Q/kWh

14. Los valores base máximos de cargo fijo por tipo de tarifa son los siguientes:

Categoría Tarifaria	Constante	Cargos Fijos Q/Cliente/Mes
Tarifa Energía Simple , sin medición de demanda Social - BTSS	CFBTSS	7.5239

IV. FORMULAS DE AJUSTE

15. **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” social
$PTP_{t,i}$:	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por demanda máxima para la recuperación de costos de potencia a cada tarifa “t”
$PPF_{t,i}^{TNS}$:	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” social
$PTE_{t,i}$:	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía para la recuperación de costos de energía a cada tarifa “t” social
$PFE_{t,i}^{TNS}$:	Precio base facturado de energía en el mes “i” a cada tarifa “t” 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.

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



Dónde:

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”

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



Dónde:

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

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

$$\%PREAsem_m = \frac{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n-1}) - (EFDtrim_n + EFDtrim_{n-1})}{(CEDtrim_n + CEDtrim_{n-1})}$$

Donde:

$\%PREAsem_m$:	Porcentaje de pérdidas reales de Energía de la Distribuidora en el semestre m.
$CEDtrim_n$:	Cantidades de energía compradas en el trimestre n por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias, incluyendo el mercado spot y los contratos vigentes.
$EFDtrim_n$:	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 $\%PREAsem_m \geq \%PREC_m$, 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:

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

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

$Qtrim_n$:	Cantidades de energía compradas spot o contractuales "g", en el
-----------	---	---

		trimestre n (<i>el trimestre es la sumatoria de los meses consecutivos i</i>) para todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social.
EF_{trim_n}	:	Energía Facturada en el trimestre n, en todas las categorías tarifarias de la Distribuidora excluyendo la Tarifa Social.
$\%PREA_{sem_m}$:	% 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.

17. 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 ultimo 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.
$CCNEE$:	Monto realmente pagado a la CNEE en concepto del aporte establecido en el Artículo 5 de la Ley General de Electricidad.
VAD_0	:	Valor Agregado de Distribución en Media Tensión y/o Baja Tension Base Unitario
X	:	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%

18. 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:

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

19. 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:

$$FAJPPS_t = \frac{PPS_t}{PPS_0}$$

$$FAJPES_t = \frac{PES_t}{PES_0}$$

Donde:

FAJPPS _t :	Factor de ajuste anual al precio de la potencia para tarifa social en el año "t".
FAJPES _t :	Factor de ajuste anual al precio de energía para tarifa social en el año "t".
PPS ₀ :	Precio Base de Potencia para tarifa social.
PES ₀ :	Precio Base de Energía para tarifa social.
PPS _t :	Precio Base de Potencia para tarifa 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.
PES _t :	Precio Base de Energía para tarifa 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. FORMULA TARIFARIA

20. 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 Simple Social (BTSS)

Cargo Fijo por Cliente
= CFBTSS*FACF

Cargo por Energía
= FPEBT*FPEMT*PES*FAJPES + AT
+ FPPBT*FPPMT*PPS*FAJPPS/NHU
+ FPPBT*FPPMT*(VADMTFPBTSS+VADMTFPBTSS)*FAVADMT
+ FPPBT*(VADBTPBTSS+VADBTFPBTSS)*FAVADBT

Donde:

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

VI. PLIEGO TARIFARIO

21. La Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión con consumos inferiores o iguales a 300 kWh al mes, sin cargo por demanda (BTS), comprende los siguientes cargos máximos:

TARIFA SOCIAL BTS	
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	7.5239
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.6534

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

23. **Cargo por 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 Impuesto al Valor Agregado (IVA). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio.

24. 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, estado obligada a resolver con su pronunciamiento o sin el.
25. 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

Dada en la Ciudad de Guatemala, el 23 de diciembre de 2003.

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo