



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

RESOLUCION No. CNEE-133-2003

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 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



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

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 Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima, ha entregado mediante nota GR-619-2003, de fecha diez de diciembre del presente año 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.

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. Aprobar los estudios tarifarios presentados por Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima.
- II. 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 fuera de Tarifa Social del Servicio de Distribución Final, en adelante Usuarios, que atiende Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima, en adelante La Distribuidora, para el quinquenio comprendido del 1 de Enero de 2004 al 31 de diciembre de 2008, de conformidad con los siguientes puntos:

A. 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.

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

5. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el cliente, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. 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 modificarse 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-.
6. Se entenderá como un usuario con 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. Para este efecto 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.
7. El horario de punta diario es de 18:00 a 22:00 horas o el que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
8. La opción tarifaria acordada, entre el usuario y la Distribuidora regirá por un período mínimo de doce meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente, salvo acuerdo en contrario o reclasificación por comportamiento en el consumo.
9. 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 están obligados a comprobar los extremos del párrafo anterior.
10. 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.

11. 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 límite establecido en la normativa.
12. 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.
13. 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, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al usuario
14. Para efectos de facturación, el período 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.
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 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.

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.



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 el monto del servicio de alumbrado público aprobado por cada municipalidad y haya sido autorizado su traslado a la facturación por la Comisión, 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 utilizando el vatiage del bulbo de cada lámpara con un uso de 12 horas diarias.

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:

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 períodos 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.

B. 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:

PRECIO	UNIDADES	VALORES BASE
ENERGIA (PBE)	Q/kWh	0.34913
POTENCIA (PBP)	Q/kWh	60.10680

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

FACTORES	VALORES
FPEBT	1.08000
FPEMT	1.03200
FPPBT	1.09700
FPPMT	1.05000

22. Los precios base por uso de la red, Valores Agregados de Distribución (VAD) según el nivel de tensión son los siguientes:

CONCEPTO	UNIDADES	VALORES
VADMT	Q/KW-mes	41.98425
VADBT	Q/KW-mes	74.50052
VADCMT	Q/Cliente-mes	1,140.31986
VADCBTS	Q/Cliente-mes	8.14514
VADCBTD	Q/Cliente-mes	366.53138

23. CONSTANTES RESULTANTES DEL ESTUDIO DE CARACTERIZACION DE LA CARGA

CATEGORIA	NHU	ALFAMT	ALFABT	Fpta ^{MT}	Fpta ^{BT}	Ffpta ^{MT}	Ffpta ^{BT}
BTS	244.99	-	-	80.49%	80.49%	-	-
AP	367.37	-	-	100.00%	83.29%	-	-
BTDp	-	7.20%	0.00%	75.16%	75.16%	45.49%	49.02%
BTDfp	-	7.20%	0.00%	58.33%	58.33%	45.49%	49.02%
MTDp	-	7.20%	-	64.49%	-	49.07%	-
MTDfp	-	7.20%	-	33.83%	-	49.07%	-
BTH	-	7.20%	-	64.49%	-	45.49%	49.02%
MTH	-	7.20%	-	64.49%	-	49.07%	-

C. ESTRUCTURA TARIFARIA.

24. Tarifa Horaria en MT (MTH)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \times FPPMT \times Fpta_{MTH}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times Fpta_{MTH}^{MT} \times \alpha_{MT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{MTH} = VADMT \times FPPMT \times Ffpta_{MTmp}^{MT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTH} = PEST * FPEMT + AT_{n+1}$$

25. Tarifa Horaria en BT (BTH)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTH} = PPST \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTH}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTH}^{MT} \times \alpha_{MT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{BTH} = VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Ffpta_{BTH}^{MT} + VADBT \times FPPBT \times Ffpta_{BTH}^{BT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTH} = PEST * FPEMT * FPEBT + AT_{n+1}$$

26. Tarifa con Medición de Demanda Máxima con Participación en la Punta en MT (MTDp)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDp} = PPST \times FPPMT \times Fpta_{MTDp}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times Fpta_{MTDp}^{MT} \times \alpha_{MT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{MTDp} = VADMT \times FPPMT \times Ffpta_{MTDp}^{MT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDp} = PEST * FPEMT + AT_{n+1}$$

27. Tarifa con Medición de Demanda Máxima con Participación en la Punta en BT (BTDp)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDp} = PPST \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTDp}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTDp}^{MT} \times \alpha_{MT} + VADBT \times FPPBT \times Fpta_{BTDp}^{BT} \times \alpha_{BT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{BTDp} = VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Ffpta_{BTDp}^{MT} + VADBT \times FPPBT \times Ffpta_{BTDp}^{BT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDp} = PEST * FPEMT * FPEBT + AT_{n+1}$$

28. Tarifa con Medición de Demanda Máxima con Baja Participación en la Punta en MT (MTDfp)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{MTDfp} = PPST \times FPPMT \times Fpta_{MTDfp}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times Fpta_{MTDfp}^{MT} \times \alpha_{MT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{MTDfp} = VADMT \times FPPMT \times Ffpta_{MTDfp}^{MT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{MTDfp} = PEST * FPEMT + AT_{n+1}$$

29. Tarifa con Medición de Demanda Máxima con Baja Participación en la Punta en BT (BTDfp)

a. Cargo por Potencia Máxima (CPMax)

$$CPMax_{BTDfp} = PPST \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTDfp}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTDfp}^{MT} \times \alpha_{MT} + VADBT \times FPPBT \times Fpta_{BTDfp}^{BT} \times \alpha_{BT}$$

b. Cargo por Potencia Contratada (CPCont)

$$CPCont_{BTDfp} = VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Ffpta_{BTDfp}^{MT} + VADBT \times FPPBT \times Ffpta_{BTDfp}^{BT}$$

c. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTDfp} = PEST * FPEMT * FPEBT + AT_{n+1}$$

30. Tarifa Simple (BTS)

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{BTS} = PEST \times FPEMT \times FPEBT + [PPST \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTS}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{BTS}^{MT} + VADBT \times FPPBT \times Fpta_{BTS}^{BT}] / NHU_{BTS} + AT_{n+1}$$

31. Tarifa de Alumbrado Público (AP)

a. Cargo por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST \times FPEMT \times FPEBT + [PPST \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{AP}^{MT} + VADMT \times FPPMT \times FPPBT \times Fpta_{AP}^{MT} + VADBT \times FPPBT \times Fpta_{AP}^{BT}] / NHU_{AP} + AT_{n+1}$$

Donde:

- $CPMax_t$: Cargo por Potencia Máxima de la categoría tarifaria “t”
 $CPCont_t$: Cargo por Potencia Contratada de la categoría tarifaria “t”
 CE_t : Cargo por Energía de la categoría tarifaria “t”
 $PPST$: Precio de la potencia a la entrada de la red de MT de la Distribuidora
 $PEST$: Precio de la energía a la entrada de la red de MT de la Distribuidora
 $VADMT$: Valor Agregado de Distribución de Media Tensión
 $VADBT$: Valor Agregado de Distribución de Baja Tensión
 $FPEMT$: Factor de expansión de pérdidas de energía de la red de MT aprobado
 $FPEBT$: Factor de expansión de pérdidas de energía de la red de BT aprobado
 $FPPMT$: Factor de expansión de pérdidas de potencia de la red de MT aprobado
 $FPPBT$: Factor de expansión de pérdidas de potencia de la red de BT aprobado
 $Fpta_t^j$: Factor de punta de la categoría tarifaria “t”, en el nivel de tensión “j”
 $Ffpta_t^j$: Factor fuera de punta de la categoría tarifaria “t”, en el nivel de tensión “j”
 α_j : Porcentaje del costo del nivel de red (en el nivel de tensión “j”) que depende de la potencia máxima coincidental de ese nivel de red
 NHU_t : Numero de Horas Uso de la categoría tarifaria “t”
 AT_{n+1} : Ajuste a efectuarse en el trimestre siguiente “n+1”

D. FORMULAS DE AJUSTE

32. **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:

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

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

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

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

$$APOCR_n = OCR_n$$

$$SPTA_{n+1} = \sum_{i=1}^3 \text{Cuota Mensual del Saldo Pendiente de Trasladar}$$

Es responsabilidad de la Distribuidora el abrir y mantener un registro de cuenta corriente para el control del Saldo Pendiente a Trasladar, este registro deberá ser reportado trimestralmente a la CNEE, conjuntamente con la documentación correspondiente a cada Ajuste Trimestral.

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 para la recuperación de costos de potencia a cada tarifa “t”
- $PFPTNS_{t,i}$: Precio base facturado de Potencia en el mes “i” a cada tarifa “t”
- APE_n : Ajuste por Pago de Energía en el trimestre “n”
- Eft,i : Cantidad de energía facturada en kWh en el mes “i” a cada tarifa “t” no social
- $PTEt,i$: 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.
- $SPTA_{n+1}$: Sumatoria de las tres cuotas mensuales a recuperar en el trimestre n + 1 correspondientes al saldo por costos de abastecimiento de la tarifa no social pendientes de trasladar

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

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 prevista para el trimestre siguiente

MR_{n+1} : Monto a recuperar en el trimestre “n+1”

El primer ajuste trimestral a aplicar es de 0.04110 Q/kWh.

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

Donde:

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

33. MONTO A DEBITAR TRIMESTRALMENTE POR PERDIDAS DE ENERGIA RECONOCIDA.

Semestralmente se calculara el porcentaje de pérdidas reales de la Distribuidora de la manera siguiente:

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

El valor de $\% PREAsem_m$ se usara de referencia para dos trimestres.

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 ($\% PREC_m$), tal como aparece en 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:

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

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

$Qtrim_n$: 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

34. **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:

$$FAVAD_{MT,t} = \frac{IPC_t}{IPC_0} \times P_{NT} + \frac{TC_t}{TC_0} \times \sum_{i=1}^h \alpha_{i,T} \times \frac{(1+Ta_{i,t})}{(1+Ta_{i,0})} + \frac{TC_t}{TC_0} \times PT_s + \frac{CCNEE}{VAD_{MT,0} \times \sum D \max_{MT,m}} - X$$

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

Donde:

- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente al mes de noviembre de 2003
- IPC_t : Índice de Precios al Consumidor área urbana, ciudad capital (Fuente: Instituto Nacional de Estadística) correspondiente a dos meses anteriores al mes inicial del período “t” (período de seis meses).
- TC_0 : Tipo de Cambio al 15 de noviembre de 2003, igual a 8.08116 Q/US\$
- 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 de 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.
- $VAD_{MT,0}$: Valor Agregado de Distribución en Media Tensión Base Unitario
- $D_{max_{MT,m}}$: Demanda Máxima mensual de potencia facturada de la Distribuidora, correspondiente a los últimos seis meses
- 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%
$\alpha_{Postes \text{ Concreto}}$	12.2%	8.0%
$\alpha_{Cable \text{ Aluminio}}$	8.7%	10.0%
$\alpha_{Herrajes}$	2.9%	1.0%
$\alpha_{Equipo \text{ Eléctrico}}$	1.2%	0.0%
$\alpha_{Transformadores}$	0.0%	11.0%
$\alpha_{Medidores}$	0.0%	15.0%
P_{TS}	32.3%	15.1%

35. **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:

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

36. **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:

$$FAPP_{TN,t} = \frac{PBP_{TN,t}}{PBP_{TN,0}}$$

$$FAPE_{TN,t} = \frac{PBE_{TN,t}}{PBE_{TN,0}}$$

Donde:

$FAPP_{TN,t}$: Factor de ajuste anual al precio de la potencia para tarifa no social en el año “t”.

$FAPE_{TN,t}$: Factor de ajuste anual al precio de energía para tarifa no social en el año “t”.

$PBP_{TN,0}$: Precio Base de Potencia para tarifa no social inicial.

$PBE_{TN,0}$: Precio Base de Energía para tarifa no social inicial.

$PBP_{TN,t}$: Precio Base de Potencia para tarifa no social en el año “t” proporcionado por el AMM

$PBE_{TN,t}$: 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.

E. PLIEGO TARIFARIO BASE

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	8.14514
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.08507

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	366.53138
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.43022
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	54.65515
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.05719

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	366.53138
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.43022
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	42.41470
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.05719

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	366.53138
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.43022
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	46.89117
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	62.05719

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1,140.31986
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.40140
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	42.74492
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	21.63339

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1,140.31986
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.40140
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	22.42334
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	21.63339

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

Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	1,140.31986
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.40140
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	42.74492
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	21.63339

44. Tarifa de Alumbrado Publico y Alumbrado Exterior Particular

Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.93562
------------------------------------	---------

45. CARGO POR CORTE Y RECONEXION. Se fija el cargo por corte y reconexión en ciento veinticinco quetzales (Q.125.00).). La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio.

III. Distribuidora de Electricidad de Occidente 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.

IV. Distribuidora de Electricidad de Occidente 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



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

V. La presente Resolución entrará en vigencia el uno de enero de dos mil cuatro.

Dada en la ciudad de Guatemala a los 23 días del mes de diciembre de 2003.

Ingeniero Sergio O. Velásquez M.
Secretario Ejecutivo