



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA  
4.A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502) 366-4218 E-MAIL: [cnec@cnec.gob.gt](mailto:cnec@cnec.gob.gt) FAX: (502) 366-4202

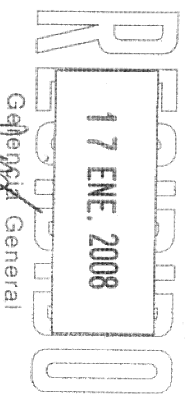
## CEDULA DE NOTIFICACION

En la ciudad de Guatemala, siendo las quince horas con 15 minutos en caro minutos, del día diecisiete de enero de dos mil-siete, en bar. 8-14 zona 1, de esta Ciudad, NOTIFIQUE la Resolución CNEE-05-2008, emitida con fecha 17 de enero de 2008, dictada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a la entidad EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANONIMA, por Cédula entregada a

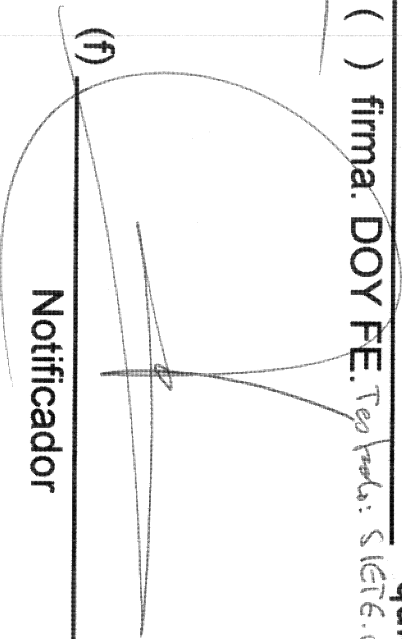
Viz de local.

de enterado (a) Si  – No ( ) firma. DOY FE. Teo Pedro. SIGTE. Ovarín quien

Don. Embelinaga; Ocho. Caro  
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.



(f) \_\_\_\_\_  
Notificado (a)

(f)   
Notificador



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

### RESOLUCIÓN CNEE-05-2008

Guatemala, 17 de enero de 2008

## LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad establece que entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y proteger los derechos de los usuarios; así como definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas; y que el artículo 59 inciso c) de la misma Ley, determina que están sujetos a regulación, los precios de los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final.

### CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que las tarifas a consumidores finales del servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD- y éste 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.

### CONSIDERANDO:

Que el artículo 74 de la Ley General de Electricidad, establece que cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión y que los Términos de Referencia del estudio del VAD serán elaborados por la Comisión y ésta tendrá el derecho de supervisar el avance de los mismos. El artículo 75 de la referida ley establece que la Comisión revisará los estudios efectuados y podrá formular observaciones a los mismos; asimismo el artículo 76 del mismo cuerpo legal estipula que la Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario y que las tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir energía eléctrica.

### CONSIDERANDO:

Que el artículo 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución y que la Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90 del referido Reglamento; y que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución; por su parte el artículo 98 del mismo Reglamento determina que cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.

### CONSIDERANDO:

Que con fecha treinta de abril de dos mil siete, por medio del oficio identificado como CNEE-13680-2007, DMJ-Notas-141, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima recibió los Términos de Referencia del Estudio de Valor Agregado de Distribución, estableciendo en la Consideración Final, punto cinco, la facultad que tiene la Comisión de emitir Adendum que complementen dichos Términos.

### PORTANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y leyes citadas,

### RESUELVE:

Aprobar los Adendum a los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución para Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, descritos a continuación; los cuales sustituyen en lo que corresponda a los documentos originalmente remitidos, según el detalle siguiente:

1. Referente al Título 1, "Información General" contenido en los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:

- a) Punto 1.2. "Definiciones y Acrónimos"

Se adicionan las siguientes definiciones:

Demanda Distribuida	Corresponde a la Demanda, ya sea de Energía o de Potencia (según aplique) que circula en las redes del Distribuidor, y que pertenece tanto a usuarios del distribuidor o de terceros, incluyendo las pérdidas.
Energía Distribuida	Energía que circula en las redes de la Distribuidora.
FRC	Factor de Recuperación de Capital, calculado en



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX: (502)2366-4202

función de la TAI -aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos.

Período Tarifario anterior      Quinquenio comprendido entre los años 2003 a 2008.

Período Tarifario      Quinquenio comprendido entre los años 2008 a 2013.

Punto 1.4. Fechas Límite:

Se amplían las fechas de entrega para las Etapas A, B y C, según el detalle siguiente:

<b>Etapas</b>	<b>Denominación</b>	<b>Referencia</b>	<b>Fechas límite de entrega</b>
A	Estudio de Demanda	Punto 2	25/01/08
B	Precios Reconocidos	Punto 3	25/01/08
C	Optimización de la Red del Distribuidor	Punto 4	07/02/08

II. Referente al Estudio de la Demanda, contenido en la Etapa A de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:

a) Primer Párrafo del punto 2.3.1 "Metodología de proyección":

Los cálculos de las proyecciones de la Demanda de Energía, se realizarán por dos enfoques complementarios: a) modelos autorregresivos, y b) modelos estructurales, comúnmente denominados modelos de espacio-estado. Si bien estas metodologías pueden conducir a diferentes resultados, se propone la utilización de ambos métodos a los efectos de comprobar la robustez de los resultados obtenidos más allá del método econométrico utilizado.

b) El punto 2.4 "Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero" deberá entenderse de la siguiente manera:

En las Áreas Urbanas en Damero es posible definir y optimizar distintas configuraciones regulares de redes de MT y BT, a diferencia de otras áreas, donde el recorrido de los alimentadores de MT debe adecuarse generalmente a los trazados de caminos y aspectos geográficos.



*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

En primer lugar deberán delimitarse las Áreas Urbanas en Damerero. A los fines del estudio deberán aplicarse a cada una de ellas, en principio, cuadrículas de 400 x 400 m para las zonas de alta densidad, de 200 x 200 m para zonas de media densidad, de 100 x 100 m para zonas de baja densidad y de 50 x 50 m para zonas periféricas. El tamaño de las cuadrículas deberá adecuarse a la disponibilidad de información georreferenciada y al manzanalado de cada zona, de manera de evitar distorsiones motivadas por la concentración de la información y/o por la utilización de cuadrículas pequeñas en relación con el manzanalado. En el Anexo 1 se presenta un ejemplo de la delimitación de las áreas según la densidad de demanda.

En el Estudio, se deberá utilizar la información georreferenciada de los clientes de MT y BT del Distribuidor. En el caso de no disponer de esta información para el usuario de MT, se utilizará la posición geográfica del punto en el cuál se conecta a la Red; para los usuarios de BT se utilizará la información georreferenciada del poste donde se alimenta la acometida del usuario o del Centro de Transformación MT/BT al cuál se encuentra conectado.

La relación entre la potencia calculada para cada nivel de tensión y el área de la cuadrícula correspondiente a cada rango de densidad de carga constituirá su densidad de carga para cada nivel de tensión. Se utilizará para la zonificación los resultados de Densidad obtenida para el nivel de Media Tensión.

Con base en el análisis de los resultados obtenidos de la Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damerero, la Distribuidora propondrá los rangos de Densidades a utilizar. Estos rangos deberán responder a normas y criterios constructivos de la Distribuidora, y a las mejores prácticas de Ingeniería en el desarrollo de redes.

La CNEE analizará dicha propuesta bajo los siguientes criterios:

- i) Mejores prácticas en el desarrollo de redes de distribución.
- ii) Criterios constructivos y manual de diseño de la empresa.
- iii) Identificación de aspectos y particularidades en el desarrollo de la red de distribución de la empresa.
- iv) Cantidad de instalaciones por tipo constructivo (ej: aéreo, subterráneo, etc).
- v) Información proporcionada por la distribuidora sobre el mercado y su distribución espacial.
- vi) Otros aspectos que resulten relevantes en esta etapa del estudio.

Posterior al análisis, dentro de los diez días siguientes a la entrega del informe de Etapa A, la CNEE definirá los rangos de densidades a aplicar en el Estudio. Si la definición de dichos rangos se realizara posterior a dicha fecha, los informes de Etapa C, D y E



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

podrán ser retrasados por el mismo plazo que la CNEE se tomó en definir estos nuevos rangos, siempre y cuando la Distribuidora, halla cumplido a satisfacción de CNEE con la entrega de la totalidad de la información base para el estudio.

- c) Se agrega el último párrafo al punto 2.5 "Contenido del Informe de Etapa A"
- Cálculo en GWh del total de la energía distribuida proyectada para cada año del quinquenio de aplicación de las tarifas, indicando la proyección correspondiente para cada categoría tarifaria, dicho cálculo debe incluir a los usuarios no regulados que pagan peaje en función de transportista.
- III. Referente al Estudio Precios de Referencia, contenido en la Etapa B de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:
- a) El sexto párrafo del punto 3.3 "**Materiales y Equipos**", deberá entenderse de la siguiente manera:

Se considera que todos los Materiales Mayores y Equipos son comercializables internacionalmente, razón por la cual los precios de eficiencia a identificar deberán estar ilustrados mediante al menos dos (2) precios de referencia internacionales y un (1) precio de referencia nacional si existiere, en el caso de no existir se deberá respaldar con otra referencia internacional. Los precios internacionales deberán corresponder a materiales que, por su calidad, gocen de aceptación en los mercados internacionales.

- b) Al punto 3.5, se le agrega el último párrafo, de la siguiente manera:

Esta definición, deberá compararse con valores de mercado para el alquiler por tiempos prolongados o leasing de vehículos y equipos equivalentes.

IV. Referente a la Optimización de la Red del Distribuidor del Estudio del VAD, contenida en la Etapa C de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se aclaran los puntos siguientes:

- a) El segundo párrafo del punto 4.4.3. "**Optimización de las Redes**", deberá entenderse de la siguiente manera:

La potencia de los centros de transformación y la sección de los conductores de BT y MT deberán ser suficientes para satisfacer para el año base, la demanda en el área. En el proceso de optimización, se deberá proponer un Factor de Utilización que cubra la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario en



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4. A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX: (502)2366-4202

condiciones técnicas y económicas. Dicho factor deberá estar sustentado técnicamente de acuerdo con las prácticas de ingeniería.

- b) El cuarto párrafo del punto 4.4.3.1. "**Áreas Urbanas en Dameró**", deberá entenderse de la siguiente manera:

El manzanado sobre el cual deberá desarrollarse la red podrá extraerse de la realidad o bien ser ficticio, pero en todo caso la longitud total de las calles del área representativa deberá responder aproximadamente a mediciones reales sobre las áreas representadas por aquélla.

- c) El punto 4.4.5., deberá entenderse de la siguiente manera:

### **4.4.5. Identificación de Instalaciones de Distribución y Subtransmisión 2008-2013**

Se deberá realizar un análisis de los requerimientos de instalaciones de Distribución y/o Subtransmisión necesarias para abastecer el crecimiento vertical y horizontal (por separado) de la Demanda proyectada hasta el año final de aplicación del próximo período tarifario para el área de concesión de la Distribuidora (2008-2013).

Estos requerimientos, deberán identificarse clara, detalladamente y por separado (se deberá separar dichos requerimientos de los requerimientos normales del estudio, y ellos mismos, deberán estar desgregados por concepto – MT, BT, vertical, horizontal, etc -) en el estudio. Indicándose el año de entrada en funcionamiento de cada instalación.

Los activos de Subtransmisión que se determinen, no se incluirán como parte del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la Distribuidora.

Asimismo, se requiere la presentación de las inversiones necesarias para la renovación de las instalaciones actuales del distribuidor, para el período de aplicación tarifario (2008-2013).

- d) El punto 4.4.10, deberá entenderse de la siguiente manera:

### **4.4.10. Evaluación de Instalaciones de Terceros**

Se considerarán bajo este rubro las obras ejecutadas por terceros y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización. Se trata de instalaciones cuya operación y mantenimiento está a cargo del Distribuidor y que pueden ser usadas por éste para la alimentación a nuevos usuarios (redes transferidas por empresas constructoras, generadores distribuidos, usuarios, etc). Quedarán excluidas las instalaciones de terceros no transferidas al Distribuidor.

  
INGE. CARLOS ENRIQUE COLÓN PACHECO  
PRESIDENTE



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

El VNR de esas instalaciones, optimizadas según los criterios expuestos en el punto 4.4, deberá ser descontado de los importes calculados en el punto 4.5 para el nivel de tensión que corresponda. A tal fin deberán usarse las cantidades optimizadas de Unidades Constructivas y los correspondientes precios unitarios reconocidos en el Informe de Etapa B.

Dicho análisis debe de presentarse lo más detallado posible, discriminando las instalaciones de MT y las de BT.

El costo de capital a reconocer, será la componente representativa del valor de reposición de las obras, la cual, constituye la anualidad necesaria para efectuar su reposición al finalizar su vida útil. Se entiende como componente representativa del valor de reposición de las obras, la siguiente expresión:

$$r' = \frac{r}{(1+r)^{T_0} - 1}$$

Donde:

$r$  = Tasa de Actualización aprobada por CNEE  
 $T_0$  = Vida Útil Promedio Ponderada en función del costo de los activos, de acuerdo a las definiciones establecidas en las Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.

Se entiende que la anualidad así definida permite al operador formar un fondo de reserva acumulativo, que rentado a interés compuesto con una tasa igual a la de actualización  $r$ , alcanzará al final del tiempo de vida  $T_0$  el monto necesario para adquirir los activos a reponer.

Nunca la anualidad incluirá renta por estas instalaciones, ni en esta revisión tarifaria, ni en las revisiones tarifarias posteriores.

Deberán excluirse las instalaciones cuyo convenio de transferencia indique expresamente que la reposición no queda a cargo del Distribuidor.

V. Referente al Balance de Potencia y Energía del Estudio del VAD, contenido en la Etapa E de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificada por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:

a) El punto 6.2.2.2., deberá entenderse de la siguiente manera:





## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2386-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

### 6.2.2.2 Pérdidas Técnicas de Potencia

Las pérdidas técnicas de potencia de cada área de distribución resultarán del proceso optimización de las instalaciones en este nivel de tensión.

Las pérdidas de potencia se discriminarán en Líneas de BT y Centros de Transformación MT/BT.

Las pérdidas totales de la distribuidora, resultará del promedio ponderado -por demanda máxima- de cada área de distribución.

b) El punto 6.2.2.3., deberá entenderse de la siguiente manera:

#### 6.2.2.3 Pérdidas Técnicas de Energía en Líneas de BT

Las pérdidas anuales en las líneas de BT optimizadas, resultarán de aplicar a las pérdidas de potencia calculadas el correspondiente factor de pérdidas.

c) El punto 6.2.2.4., deberá entenderse de la siguiente manera:

#### 6.2.2.4 Pérdidas Técnicas de Energía en Centros de Transformación MT/BT

Las pérdidas anuales en los centros de transformación, resultarán de aplicar a las pérdidas de potencia calculadas el correspondiente factor de pérdidas.

d) El punto 6.2.2.5., deberá entenderse de la siguiente manera:

#### 6.2.2.5 Pérdidas No Técnicas de Energía y Potencia

El porcentaje de pérdidas no técnicas de energía a reconocer y su evolución serán determinadas por la CNEE sobre la base de la información que suministre el Distribuidor. No se reconocerán valores ineficientes de pérdidas no técnicas.

No se reconocerán pérdidas no técnicas en el nivel de MT.

e) El punto 6.2.6., deberá entenderse de la siguiente manera:

#### 6.2.6 Pérdidas en MT

##### 6.2.6.1 Pérdidas Técnicas de Potencia

Las pérdidas técnicas de potencia en MT resultarán del proceso de optimización de las instalaciones para este nivel de tensión.

##### 6.2.6.2 Pérdidas Técnicas de Energía

El cálculo de las pérdidas técnicas de energía en MT deberá calcularse aplicando a las pérdidas de potencia el correspondiente factor de pérdidas.

VI. Referente a Estudio de Costos de Explotación, contenido en la Etapa F de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:

a) El punto 7.1, deberá entenderse de la siguiente manera:

El objeto de esta etapa será la valoración de los recursos que consume un Distribuidor eficiente que cumple las funciones de distribución y de comercialización de la energía para operar adecuadamente su sistema, reponer la continuidad del servicio ante la presencia de fallas, realizar las labores de mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos e instalaciones que conforman sus redes de distribución y atender comercialmente a los usuarios, todo ello, referido al año base y la proyección para el quinquenio considerando precios del año base.

b) Se incluye en el capítulo 7, el punto 7.6 "Proyección de Costos para el Quinquenio" (al anterior punto 7.6 "Contenido de la Etapa F" se le asigna el punto 7.7) debiéndose entender de la siguiente manera:

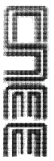
### 7.6 Proyección de Costos para el quinquenio.

- 1) Se deberá considerar que los costos indirectos de la empresa eficiente permanecerán constantes durante el quinquenio.
- 2) La proyección de los costos directos de operación y mantenimiento se realizará considerando que los costos indirectos se mantienen invariantes durante el quinquenio y se deberán incorporar únicamente los costos de operación y mantenimiento directos de las expansiones de red para cada año. La proyección de dichos costos, deberá desagregarse en los generados por el crecimiento de la demanda vertical y los generados al crecimiento de la demanda horizontal.
- 3) La proyección de los costos directos de comercialización se realizará considerando que los costos indirectos se mantienen invariantes durante el quinquenio y se deberán incorporar únicamente los costos de comercialización directos del crecimiento del número de usuarios para cada año.

### 7.7 Contenido del Informe de Etapa F

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Resumen de los costos de explotación:
  - ◆ Costos Directos de operación y mantenimiento
  - ◆ Costos Directos de comercialización.
  - ◆ Costos Indirectos.
- Memoria de cálculo y modelos utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento.



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

- Memoria de cálculo y modelos utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización.
- Memoria de cálculo y modelos utilizados para la determinación de los Costos Indirectos.
- Proyección de los costos directos (Operación y Mantenimiento, y de Comercialización), para los años del quinquenio, atendiendo el crecimiento de los usuarios y las inversiones en expansión para dicho período; a precios del año base.

VII. Referente a Estudio de los Componentes de Costos del VAD y Cargo de Consumidor, contenido en la Etapa F de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclaran los puntos siguientes:

a) El punto 8.2.1, deberá entenderse de la siguiente manera:

### **8.2.1 Cargo de Consumidor (CF): Correspondiente a los Costos Asociados al Usuario (Art. 72 inciso a de la Ley General de Electricidad)**

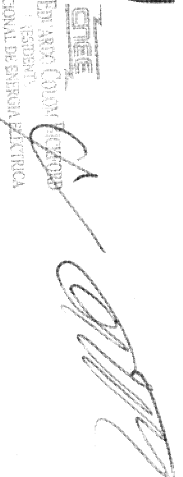

El CF depende de cada tipo de usuario, independientemente de su demanda y corresponde a los Costos Asociados al Usuario (artículo 72, inciso a de la Ley General de Electricidad), y estará constituido por los siguientes costos:

- Costos de Comercialización determinados en el Informe de Etapa F
- Porcentaje de Costos Indirectos determinados en el Informe de Etapa F asignables a los Costos de Comercialización.

Los costos deberán calcularse en forma anual como agregados de los mencionados, discriminados para MT y para BT. De la suma resultante deberán determinarse los porcentajes que corresponden a costos transables y no transables.

Los valores anuales así calculados deberán dividirse entre doce (12) para obtener los correspondientes valores mensuales. A partir de éstos deberán calcularse los respectivos valores unitarios, expresados por usuario. A tal efecto los valores mensuales de MT y de BT deberán dividirse entre la cantidad de usuarios de cada nivel de tensión.

Así, el CFBT, se calcula como la relación entre los costos de comercialización, correspondientes al nivel de Baja Tensión, dividido entre la sumatoria del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria en la etapa de Baja Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:



ING. CARLOS ESCOBAR  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELCTRICA



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnnee@cnee.gov.gt](mailto:cnnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

$$CFBT = \frac{1 \cdot \sum_{t=1}^n CCBT_t}{n} * \frac{1}{12} \cdot \frac{1}{\sum_{t=1}^n USUBT_t}$$

CFBT

Cargo por Consumidor a nivel de Baja Tensión.

CCBT:

Costos de Comercialización Anuales a nivel de Baja Tensión

USUBT:

Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Baja Tensión.

n

Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

Y el CFMT, se calcula como la relación entre los costos de comercialización, correspondientes al nivel de Baja Tensión, dividido entre la sumatoria del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria en la etapa de Media Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CFMT = \frac{1 \cdot \sum_{t=1}^n CCMT_t}{n} * \frac{1}{12} \cdot \frac{1}{\sum_{t=1}^n USUMT_t}$$

CFMT

Cargo por Consumidor a nivel de Media Tensión.

CCMT:

Costos de Comercialización Anuales a nivel de Media Tensión

USUMT:

Proyección del promedio anual de los usuarios de cada categoría tarifaria para el año t, en el nivel de Media Tensión.

n

Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe considerarse el período de aplicación tarifaria.

b) El punto 8.2.2, deberá entenderse de la siguiente manera:

**8.2.2 Componentes de Costos del VAD (CCVAD) Correspondiente a los Costos de Capital, Operación y Mantenimiento asociados a la distribución CDMT-CDBT (Art. 72 inciso c de la Ley General de Electricidad y Art. 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad).**

Los CCVAD dependen fundamentalmente de la magnitud y dispersión de la demanda y de su nivel de tensión. Corresponden a los Costos de Capital, Operación y Mantenimiento asociados a la distribución expresados por unidad de potencia



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gub.gt](mailto:cnee@cnee.gub.gt) FAX: (502)2366-4202

suministrada (artículo 72, inciso c de la Ley General de Electricidad, y Art. 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad) y están constituidas por los siguientes costos:

- ♦ Anualidad de la Inversión del año base determinada en el Informe de Etapa D
- ♦ Costos de Explotación del año base, sin incluir los asignados al Cargo del Consumidor (CF) determinados en el Informe de Etapa F.

Los costos deberán calcularse en forma anual como agregados de los mencionados, discriminados para MT y para BT, resultando respectivamente el CDMT y el CDBT. De la suma resultante deberán determinarse los porcentajes que corresponden a costos transables y no transables.

Para el cálculo de los CCVAD los valores anteriores deberán expresarse en forma mensual por unidad de demanda (kW).

El CDMT, se calcula como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de Media Tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales para cada categoría tarifaria, en la etapa de Media Tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

Para efectuar el cálculo del Cargo por Distribución en el Nivel de Media Tensión (CDMT) es necesario en primer lugar, calcular el promedio de los gastos de explotación OPEXMT, (Directos e Indirectos asignados para cada año) en el nivel de Media Tensión para cada año en el quinquenio (2008 a 2013). En este sentido es necesario tomar en cuenta que los gastos indirectos permanecerán constantes durante el quinquenio.

Posteriormente, se calcula el Factor de Recuperación de Capital (FRC) utilizando la Tasa de Actualización (TAI) aprobada por la CNEE y la vida útil promedio ponderada por los costos de reposición de los activos en servicio. El FRC considera la recuperación de todo el costo de capital asociado a los activos en servicio: amortización corriente (depreciación) y renta sobre el patrimonio neto, más la correspondiente alícuota del impuesto a la renta (ganancias, beneficios) neta del escudo fiscal provisto por la amortización. La formulación para calcular el FRC adoptado por la CNEE se detalla en el punto 8.3.

El FRC es multiplicado por el Valor Nuevo Reemplazo del año cero (que resulta de sumar al VNR del año base 2006, los CAPEXMT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2007). Adicionalmente, se multiplica el FRC por el promedio de los CAPEXMT<sup>expansión</sup> tomando en cuenta el año en el cual entran en servicio dichas instalaciones. El valor de los tres resultados descritos, es dividido entre el promedio de la Proyección de la Potencia de los clientes en la Red Propiedad de la Distribuidora, en el nivel de Media Tensión. El resultado es la anualidad del CDMT, el cual es dividido posteriormente dentro del número de meses para encontrar el valor mensual de ingresos por CDMT que tendrá la Distribuidora.



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CDMT = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OPEXMT_t + Re pDonacMT + FRC \cdot \left[ VNRMT_0 + \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n (n-t+1) CAPEXMT_t^{expansión} \right] \cdot \frac{1}{12}$$
$$\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OUTPUTMT_t$$

Donde:

CDMT

Componente de Costos del VAD en el nivel de Media Tensión.

OPEXMT<sub>t</sub>:

Gastos de Explotación ( Directos + Indirectos asignados) para el año t, del nivel de Media Tensión

ReDonacMT:

VNR de las obras en MT ejecutadas por terceros y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización, multiplicado por la componente representativa del valor de reposición de obras (véase punto 4.4.10 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRMT<sub>0</sub>.

FRC:

Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 8.3 de este documento, en función de la IAI -aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1. de la Resolución CNEE-124-2007.

VNRMT<sub>0</sub>

Valor Nuevo de Reposición MT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base (2006), los CAPEXMT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2007. El VNRMT<sub>0</sub> deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2008-2013).

CAPEXMT<sup>expansión</sup><sub>t</sub>:

Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año t, en el nivel de Media Tensión.

OUTPUTMT<sub>t</sub>

Proyección de Potencia de los clientes en la Red propiedad de la Distribuidora, para el año t, en el nivel de Media Tensión, según la descripción del inciso a) del numeral 2.1. del artículo 89 del RLGE. Número de años del período, n = 5. Para el análisis debe de considerarse el período de aplicación tarifaria.

El CDBT, se calcula como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de Baja Tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales para cada categoría tarifaria en la etapa de Baja Tensión. Para esto, se debe considerar la siguiente expresión:

$$CDBT = \frac{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OPEXBT_t + Re pDonacBT + FRC \cdot \left[ VNRBT_0 + \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n (n-t+1) CAPEXBT_t^{expansión} \right] \cdot \frac{1}{12}}{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n OUTPUTBT_t}$$

Donde:

CDBT

Componente de Costos del VAD en el nivel de Baja Tensión.



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

OPEXBT:

Gastos de Explotación (Directos +Indirectos asignados) para el año t, del nivel de Baja Tensión

RepDonacBT:

VNR de las obras en BT ejecutadas por terceros y transferidas al Distribuidor con posterioridad a su privatización, multiplicado por la componente representativa del valor de reposición de obras (véase punto 4.4.10 del presente documento). Para poder incluirse en este concepto dicho VNR debió descontarse previo del VNRBT.

FRC:

Factor de Recuperación del Capital, calculado según el punto 8.3 de este documento, en función de la TAI aprobada por CNEE, y la vida útil promedio ponderada por el costo de reposición de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 4.4.1. de la Resolución CNEE-124-2007.

VNRBT<sub>0</sub>

Valor Nuevo de Reposición de BT del año 0 del período tarifario, que resulta de sumar al VNR del año base (2006), los CAPEXBT<sup>expansión</sup> correspondientes al año 2007. El VNRBT<sub>0</sub> deberá cubrir la proyección vegetativa (o vertical) de la demanda para el período tarifario (2008-2013).

CAPEXBT<sup>expansión</sup>:

Costo total de las inversiones de expansión horizontal que entran en servicio en el año t, en el nivel de Baja Tensión.

OUTPUTBT<sub>t</sub>

Proyección de Potencia de los clientes en la Red propiedad de la Distribuidora, para el año t, en el nivel de Baja Tensión, según la descripción del inciso c) del numeral 3.1. del artículo 89 del RLGE.

N

Número de años del período,  $n = 5$ . Para el análisis debe de considerarse el período de aplicación tarifaria.

c) Se adiciona el punto 8.2.3. así:

### 8.2.3 Pérdidas Medias de Distribución (Art. 72 inciso b de la Ley General de Electricidad)

Se refiere a las determinadas por medio de los Factores de Pérdidas Medias de la Etapa E, Balance de Energía y Potencia

d) Se adiciona el punto 8.3. "Factor de Recuperación de Capital (FRC)", (al anterior 8.3 "Contenido Del Informe de Etapa G" se le asigna el numeral 8.4) debiéndose entender de la siguiente manera:

### 8.3 FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL (FRC)

Para considerar el costo total a reconocer con respecto al capital se utiliza el criterio de reconocer una renta sobre el valor neto del capital inmovilizado en los activos de servicio (VNR menos depreciación acumulada) más una amortización corriente proporcional al valor bruto (VNR). Además, se debe agregar como parte del costo de capital la alícuota que debe tributar la renta en concepto de impuesto a las



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4. A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnnee@cnnee.gob.gt](mailto:cnnee@cnnee.gob.gt) FAX: (502)2366-4202

ganancias. Este criterio es coherente con la utilización como base de capital del método de VNR. El Factor de Recuperación de Capital así definido, de aquí en adelante FRC, es la expresión matemática que incorpora ambos retornos: -sobre el capital (renta) y del capital (amortización). El cual, debe de calcularse de la manera siguiente:

$$FRC = (1 / T_o) + \frac{r * (T_a / T_o)}{2 * (1 - g)}$$

Donde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital
- T<sub>o</sub> = Vida Útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos de acuerdo a las definiciones establecidas en las Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.
- r = Tasa de Actualización aprobada por CNEE
- T<sub>a</sub> = Periodo de amortización (= T<sub>o</sub>)
- g = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta = 31% = 0,31

Dicho FRC deberá utilizarse en el cálculo de la anualidad sobre el VNR, para que sea debidamente considerado el efecto del escudo fiscal del impuesto a las ganancias provisto por la amortización contable.

### 8.4 CONTENIDO DEL INFORME DE ETAPA G

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Presentación explícita de las componentes de costos del VAD (CCVAD) por nivel de tensión, así como el Cargo de Consumidor (CF), indicando las variables y valores utilizados para obtener los resultados.

VIII. Referente a Estudio Tarifario, contenido en la Etapa I de los Términos de Referencia para el Estudio del Valor Agregado de Distribución, remitidos a Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima mediante nota CNEE 13680-2007 DMJ-Notas-141, modificado por la Resolución CNEE-124-2007, se amplía y se aclara el punto 10.7, de la siguiente manera:

### 10.7 SIMULACIONES DE LA APLICACIÓN DEL PUEGO TARIFARIO

El Estudio Tarifario deberá incorporar, las simulaciones necesarias para verificar que el producido tarifario es compatible con el VAD eficiente, para cada uno de los niveles de tensión.





## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A. AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gov.gt](mailto:cnee@cnee.gov.gt) FAX: (502)2366-4202

Como mínimo para realizar esta verificación se deberá simular:

- La proyección de demanda distribuida, obtenida en la Etapa A, para el período tarifario, por nivel de tensión y tarifa, incluyendo los grandes usuarios.
- La desagregación de la demanda distribuida proyectada en componentes del mercado: en número de clientes, consumos y potencia facturada de cada categoría tarifaria y por mes del período tarifario 2008-2013.
- El producido tarifario mensual para recuperar el VAD, que resulta de aplicar la Propuesta Tarifaria Resultante (neta de los componentes de costo de abastecimiento considerados en el mecanismo de *pass through*) a las proyecciones de demanda distribuida desagregada en componentes del mercado, de modo que se identifiquen separadamente las partes que corresponden a CDMT, CDBT, CFMT y CFBT.
- Se deberá verificar que el producido tarifario resulte exactamente en la recuperación del VAD autorizado para la actividad de Distribución. Es decir, que el producido tarifario calculado para cada componente, promediado en todo el período tarifario, en cada nivel de tensión, deberá igualar el numerador de las fórmulas que definen CDBT y CDMT en el punto 8.2.2. y CFMT y CFBT en el punto 8.2.1.
- En el caso de que el producido tarifario calculado para cada componente resulte mayor o menor que el correspondiente al VAD autorizado, deberán ajustarse proporcionalmente los valores de de CFBT, CFMT, CDMT y CDBT de modo que se obtenga la requerida igualdad del producido tarifario con el VAD autorizado.

La presentación de las simulaciones deberá contener, al menos, lo siguiente:

- ♦ Planilla de Cálculo en formato Excel, en la cual aparezcan claramente los datos o insumos utilizados para efectuar las simulaciones y se consigne su programación automática y electrónica, de modo de permitir variar las hipótesis adoptadas y calcular nuevas simulaciones. La Planilla deberá presentarse sin protección para que pueda ser utilizada, reprogramada o replicada por la CNEE sin requerir contraseña de desbloqueo.
- ♦ Verificación que no exista sobreventa de potencia.
- ♦ Informe analítico que incluya:
  - Información básica que sustenta cada simulación.
  - Descripción de cada una de las fórmulas utilizadas en la Planilla de Cálculo mencionada con el fin de facilitar su comprensión.

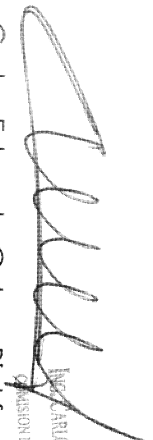


## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4 A AVENIDA 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX: (502)2366-4218 E-MAIL: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX: (502)2366-4202

♦ Adicionalmente, deberá calcularse la relación entre la potencia coincidente (resultante del balance de potencia realizado en el Estudio) y la suma de las potencias vendidas en cada nivel de tensión, considerando las categorías tarifarias propuestas. Deberá comprobarse que dicha relación sea igual a uno (1.0), con un margen de tolerancia de dos por ciento (2%). Si no se cumpla dicha condición, los factores de coincidencia y tiempo medio de uso provenientes del ECC, señalados en el punto 9.2 deberán afectarse por un factor único en cada nivel de tensión, de manera de llevar dicha relación al límite superior o inferior del margen de tolerancia, según corresponda.

**Notifíquese.-**

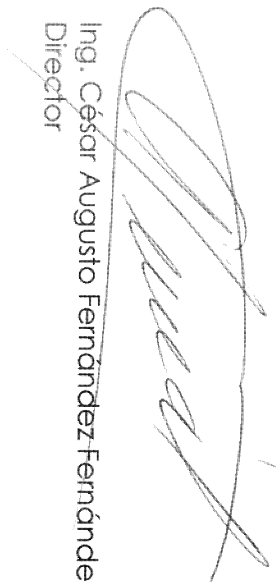


**CNEE**  
ING. CARLOS EDUARDO COLOM BICKFORD  
PRESIDENTE  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ing. Carlos Eduardo Colom Bickford  
Presidente



Ing. Enrique Mollet Hernández  
Director



Ing. César Augusto Fernández Fernández  
Director