

*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 6037 –Elec

Panamá, 21 de marzo de 2013

“Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No.007-13 para considerar la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

**LA ADMINISTRADORA GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dictó el “Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006, modificada por las Resoluciones AN No.098-Elec de 23 de junio de 2006, AN No.652-Elec de 13 de febrero de 2007, AN No.2947-Elec de 16 de septiembre de 2009, AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, AN No.3479-Elec de 10 de mayo de 2010 y AN No.4101-Elec de 20 de diciembre de 2010, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, el cual regirá hasta el 30 de junio de 2014;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I de Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que los actuales Contratos de Concesión para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, suscritos con la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. y Elektra Noreste, S.A., vencen el día 22 de octubre de 2013;
6. Que debido a lo anterior, y en atención a que esta Autoridad propuso modificaciones a las Normas de Calidad aplicables al servicio de distribución y comercialización de electricidad, las cuales estarán vigentes en el próximo periodo tarifario, corresponde modificar el Título IV, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, a efectos de adecuarlo a dichos cambios;
7. Que el artículo 12 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización, establece que esta Autoridad Reguladora someterá a participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización para recibir comentarios y observaciones;
8. Que el numeral 18 del artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora la de organizar las audiencias públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere, por lo que;

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. *0037* -Elec  
de *21* de *marzo* de 2013  
Página 2

### RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** la celebración de la Audiencia Pública No.007-13, para considerar la “Propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones”.

**SEGUNDO: COMUNICAR** a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública de la cual trata el resuelto Primero de esta Resolución, que el **ANEXO A** contiene la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”.

**TERCERO: COMUNICAR** que a partir del día **22 de marzo de 2013 hasta el 11 de abril de 2013**, estará disponible la “Propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones” en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en la sección de Avisos, de la página web de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos [www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa).

**CUARTO: COMUNICAR** que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el 8 de abril de 2013 a las 10:30 a.m., en las oficinas de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

**QUINTO: ESTABLECER** el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública No.007-13 que considerará la “Propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado “Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones”, el cual se describe a continuación:

#### A. PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA PÚBLICA:

##### 1. Personas calificadas para presentar comentarios y/o exponer sus propuestas en la Audiencia Pública:

- 1.1 Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en la Autoridad Reguladora, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.2 Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la Autoridad Reguladora para la obtención de una o varias concesiones o licencias para la prestación del servicio público de electricidad.
- 1.3 Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.4 Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

##### 2. Inscripción para quienes deseen participar en la Audiencia Pública como expositores:

- 2.1. Fecha y horario de inscripción:

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. 6037 -Elec  
de 21 de marzo de 2013  
Página 3

Desde el viernes 22 de marzo de 2012 hasta el jueves 4 de abril de 2013, de 9:00 a.m. a 4:00 p.m.

## 2.2. Formularios de inscripción:

Disponibles en la página web [www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa), al cual se adjuntará copia del documento de identificación personal de las personas naturales o de los representantes legales de las empresas, o el original del poder otorgado para su representatividad, según sea el caso.

## 3. Entrega de comentarios:

Del viernes 22 de marzo de 2013 al jueves 11 de abril de 2013, en horario de 9:00 a.m. a 4:00 p.m. en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, primer piso.

Luego de finalizado el período de inscripción y entrega de comentarios, la Autoridad Reguladora levantará un acta en la que constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación.

## 4. Forma de entrega de los comentarios:

En sobre cerrado, uno por cada participante. El sobre con los comentarios para la propuesta en referencia debe identificarse con la siguiente leyenda:

**“AUDIENCIA PÚBLICA PARA LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES”**

**NOMBRE, TELÉFONOS, DIRECCIÓN FÍSICA Y ELECTRÓNICA DEL REMITENTE**

## 5. Contenido de la información:

- 5.1 Los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos a la Autoridad Reguladora mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto 1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.
- 5.2 En los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública.
- 5.3 Deberán acompañarse los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario.
- 5.4 Toda información debe presentarse en dos juegos 8 ½ x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente deberá presentarse una copia digital en formato Word. Aquellos documentos que no se acompañen de la copia magnética no serán recibidos por la Autoridad Reguladora.

## 6. Documentación que deben presentar los expositores:

Exposición escrita de la charla que se presentará (original y copia simple) y su correspondiente versión en formato digital el día de la Audiencia Pública.



Resolución AN No. 6037 -Elec  
de 21 de marzo de 2013  
Página 4

#### 7. Disponibilidad de comentarios a los interesados:

A medida que sean entregados los comentarios, los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: [www.asep.gob.pa](http://www.asep.gob.pa).

#### B. PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA:

##### 1. Expositores:

Cualquier persona con derecho a exponer, siempre y cuando se haya inscrito dentro de los términos señalados. Todo aquel que concurra en representación de una o más personas naturales o jurídicas se limitará a una sola exposición.

##### 2. Observadores:

La Audiencia Pública está abierta a todo aquel que desee asistir.

##### 3. Orden de participación de los expositores:

En el orden que determine la Autoridad Reguladora, el cual se anunciará mediante Acta el día 5 de abril de 2013, en la Oficina de Asesoría Legal de la Entidad Reguladora, ubicada en el primer piso del edificio Office Park, ubicado en Vía España y Vía Fernández de Córdoba y se publicará en la web de la entidad.

##### 4. Tiempo máximo permisible por participante:

20 minutos para su exposición.

##### 5. Persona responsable de presidir la Audiencia Pública:

La Administradora General de la Autoridad Reguladora o la persona que ésta designe.

##### 6. Registro de la Audiencia Pública:

Grabación en audio.

**SEXTO: ANUNCIAR** que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos evaluará los comentarios recibidos como parte del proceso de esta Audiencia Pública, los mismos serán tomados en consideración en el proceso de aprobación de la modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

**SÉPTIMO:** Esta Resolución rige a partir de su aprobación.

**Fundamento de Derecho:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ CRESPO**  
 Administradora General

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 22 días del mes de mayo de 20 13

  
 FIRMA AUTORIZADA



**ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No.6037–Elec. de 21 de marzo de 2013**

**ASEP**

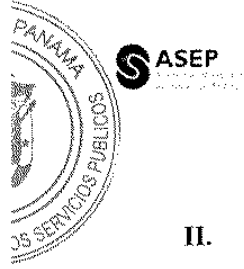
MODIFICACIONES AL RDC

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS MODIFICACIÓN PROPUESTA DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

### I. Exposición de Motivos

Se presentan a consideración la propuesta de modificación de los artículos 4, 24, 32, 38, 77, 82, 104 y 106 del Título IV: Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, las cuales obedecen a los siguientes motivos:

1. Se actualiza en el artículo 4 la vigencia del nuevo periodo tarifario en el Título IV.
2. Se modifica el artículo 24 para permitir incorporar las inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras y las requeridas en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión.
3. Se modifican los artículos 24 y 26 de forma tal que se introduce el tema de economía de escala o eficiencia de dos empresas que pertenezcan al mismo grupo y decidan tener una misma administración.
4. La modificación al artículo 32 permite incorporar al RDC las excepciones que establezca la Ley respecto a las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997.
5. La modificación a los artículos 38 y 77 permite incorporar al RDC la reglamentación establecida en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá.
6. La modificación al artículo 38 permite ampliar la estructura tarifaria existente para brindar más opciones a los clientes de acuerdo a su consumo. (agrega literal u)
7. Se propone modificar el artículo 82 referente al tratamiento de las estimaciones de facturas, a fin de incluir cómo debe ser el traslado de la diferencia entre lo estimado y lo real. En la actualidad se cobra todo al cliente en la siguiente factura cuando se realiza el alcance. No obstante, en ocasiones estos montos pueden ser significativos, porque la empresa no ha realizado una buena gestión, por lo que se propone que se cobre en la misma cantidad de meses en los que la empresa le estimó para evitar problemas a los clientes para el pago y a las empresas el cobro.
8. Se plantea modificar el artículo 104 referente al tratamiento de la energía de las luminarias apagadas para que esté de acuerdo a lo establecido en el Título VIII.
9. La modificación al artículo 106 incorpora la presentación por parte de las empresas distribuidoras de un resumen de todos los costos de generación y la energía, detallados por contrato y tipo de costo de forma tal que sea más fácil el manejo de la información.



## II. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTICULOS DEL TÍTULO IV:

Donde dice:

Artículo 4 “Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1 de julio de 2010 y expirará el 30 de junio de 2014. Este periodo se define como periodo tarifario.”

Debe decir:

Artículo 4 “Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1 de julio de 2014 y a partir de esa fecha se revisará como mínimo cada 4 años, de ser necesario. Cada periodo cuatrienal se define como periodo tarifario.”

Donde dice:

Artículo 24 “Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales  $IPSD_t$  permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario ( $t$ ) del período tarifario ( $t = 1, \dots, 4$ ). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + (BCD_t) * (DEP\%) + (BCND_t) * (RR), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

$ADM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año  $t$ .

$OM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año  $t$ .

$BCD_t$  es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año ( $t$ ).

$BCND_t$  es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año ( $t$ ).

$DEP\%$  es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

$RR$  es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

### a) Cálculo de $ADM_t$

- $ADM_t = \text{SUM}_j (ADM_{jt})$ , siendo ( $j$ ) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y ( $t$ ) el año tarifario.
- $ADM_{jt}$  son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “ $j$ ” en el año “ $t$ ”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:



- $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
- $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Area Representativa "j", en el año (t)

**b) Cálculo de  $OM_t$**

- $OM_t = \text{SUM}_j (OM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $OM_{jt}$  son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).

**c) Cálculo de  $BCD_t$**

$$BCD_t = BCD_{t-1} + ID_t \text{ con } t = 1,2,3,4$$

$BCD_{t-1}$  = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ( $t = 1$ ),  $BCD_0$  representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo período tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del período tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del período tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.





- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2010-2014 sería al 31 de Diciembre del 2005) considerados eficientes para la determinación de  $BCD_{t-1}$  serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.
- (viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:
- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
  - La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
  - La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.



- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ID<sub>t</sub>: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$ , siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $AD_{jt}$  es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa "j" durante el año "t", determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

$D_{jt}$  se obtendrá a partir de la composición de:

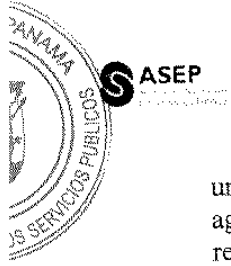
- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de  $D_{jt}$  las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

$AD_{t-1}$  y  $AD_{j,t-1}$ , se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas  $C_{j,t-1}$  y/o  $D_{j,t-1}$  previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

- $ISUBTE_t$  son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento



urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobadas por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa. Y aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras

Debe decir:

Artículo 24 “Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales  $IPSD_t$  permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario ( $t = 1, \dots, 4$ ). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + (BCD_t) * (DEP\%) + (BCDN_t) * (RR), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

$ADM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t.

$OM_t$  es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t.

$BCD_t$  es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

$BCND_t$  es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

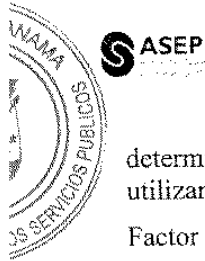
DEP% es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de  $ADM_t$

- $ADM_t = \text{SUM}_j (ADM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $ADM_{jt}$  son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “j” en el año “t”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala ( $< 1$ ) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto



determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{ADM}_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / \text{ADM}_t(\text{Empresa 1}) + \text{ADM}_t(\text{Empresa 2})$$

**b) Cálculo de  $OM_t$**

- $OM_t = \text{SUM}_j (OM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $OM_{jt}$  son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).

**c) Cálculo de  $BCD_t$**

$$BCD_t = BCD_{t-1} + ID_t \text{ con } t = 1,2,3,4$$

$BCD_{t-1}$  = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario "t". Para el primer año ( $t = 1$ ),  $BCD_0$  representa la Base de Capital de Distribución al inicio del periodo tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.



- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo (t-2) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2009) considerados eficientes para la determinación de  $BCD_{t-1}$  serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.
- (viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:
- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
  - La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
  - La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.



- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

$ID_t$ : Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t= 1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$ , siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $AD_{jt}$  es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa "j" durante el año "t", determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

$D_{jt}$  se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de  $D_{jt}$  las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

$AD_{t-1}$  y  $AD_{j,t-1}$ , se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas  $C_{j,t-1}$  y/o  $D_{j,t-1}$  previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.



- $ISUBTE_t$  son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa.
- $INOCOMP_t$  son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras.
- $IRURAL_t$  son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año  $t$  del período tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

Donde dice:

Artículo 26 “IPCO es el valor presente de los ingresos anuales  $IPCO_t$  permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario ( $t$ ) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:

$COM_t$  es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año  $t$  (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

$BCC_t$  es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año ( $t$ ).

$BCNC_t$  es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año ( $t$ ).

$DEP\%$  es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

$RR$  es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

**d) Cálculo de  $COM_t$**

- $COM_t = \text{SUM}_j (COM_{jt})$ , siendo ( $j$ ) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y ( $t$ ) el año tarifario.
- $COM_{jt}$  es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa “ $j$ ” durante el año “ $t$ ”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:



- $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
- $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

..."

Debe decir:

Artículo 26 "IPCO es el valor presente de los ingresos anuales IPCOt permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:

$COM_t$  es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

$BCC_t$  es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$BCNC_t$  es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$DEP\%$  es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

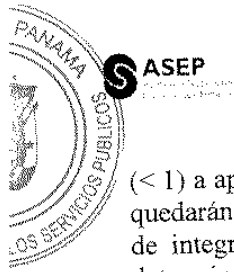
$RR$  es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

e) Cálculo de  $COM_t$

- $COM_t = \text{SUM}_j (COM_{jt})$ , siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- $COM_{jt}$  es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa "j" durante el año "t". Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
  - $C_{jt}$ : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
  - $D_{jt}$ : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa "j", en el año (t)

En el caso que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala





(< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{COM}_i(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / \text{COM}_i(\text{Empresa 1}) + \text{COM}_i(\text{Empresa 2})$$

...

Donde dice:

Artículo 32 “El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el período tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997.”

Debe decir:

Artículo 32 “El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el período tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997. No se tomarán en cuenta para estos propósitos, las actividades que exceptúe la Ley.”

Donde dice:

Artículo 38 “Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:

- a) Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- b) Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- c) Que reflejen los costos reales del servicio.
- d) Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- e) Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.
- f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:
  - (i) Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV).
  - (ii) Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
  - (iii) Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.



- g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización.
- h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:
- (i) La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
  - (ii) Los clientes pueden solicitar la opción de medidores prepagos. Los consumos de estos clientes serán facturados por la tarifa aprobada (basada en energía-kWh). La empresa distribuidora que esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación de la ASEP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar a la ASEP previamente información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:
    - (ii.1) Tipo de segmento de mercado al que irá dirigido.
    - (ii.2) Procedimiento de instalación de estos medidores.
    - (ii.3) Procedimiento de información de consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en los procedimientos de actualización tarifaria.
    - (ii.4) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumo básico y jubilado o pensionado.
    - (ii.5) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo para el medidor prepago.
    - (ii.6) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.
  - (iii) Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP que aprobarán los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga.
- j) Que contengan subsidios cruzados sólo:

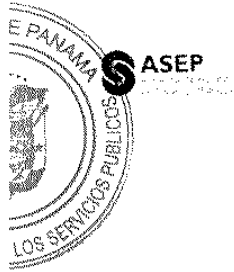


- (i) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y
- (ii) Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.”

Debe decir:

Artículo 38 “Los criterios que se tendrán en cuenta para la aprobación de la estructura tarifaria son:

- a) Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- b) Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- c) Que reflejen los costos reales del servicio.
- d) Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- e) Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.
- f) Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:
  - (i) Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV).
  - (ii) Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
  - (iii) Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.
- g) Que se discriminen en función del tipo de medición, guardando la debida consistencia o acoplamiento entre tarifas, con la restricción de que la estructura tarifaria no contemple un cargo por demanda explícita para clientes con una demanda máxima menor o igual a 15 kW. Los clientes categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización.
- h) Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:
  - (i) La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente ni ningún otro mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.

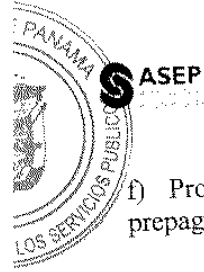


- (ii) La empresa distribuidora podrá ofrecer a los clientes la utilización de medidores prepagos, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. Los consumos de estos clientes serán facturados con la tarifa aprobada (basada en energía-kWh).
  - (iii) Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. La ASEP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones de la ASEP que aprobaran los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2006 y junio del 2010, pudiendo la distribuidora proponer nuevas tarifas dentro de cada nivel de tensión, a partir de la identificación de clases de clientes distintivas en función del análisis de la caracterización de la carga.
- j) Que contengan subsidios cruzados sólo:
- (i) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y
  - (ii) Por motivos sociales, para cubrir el consumo básico u otros que se hayan promulgado a través de leyes sobre la materia. La distribuidora debe diseñar y evidenciar el mecanismo que utilice para el tratamiento de los subsidios y para su evidencia en la factura a los clientes.
- k) Que dentro de las opciones tarifarias presenten alternativas de tarifas mixtas con demanda con precios diferenciados para los periodos de punta y fuera de punta, adicionales a las tarifas horarias vigentes.”

Donde dice:

Artículo 77 “La empresa distribuidora que esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación de la ASEP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar a la ASEP previamente información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:

- a) Tipo o segmento del mercado al que irá dirigido.
- b) Procedimiento de instalación de estos medidores.
- c) Procedimiento de información del consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en las actualizaciones tarifarias.
- d) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumos básicos y jubilados o pensionados.
- e) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo para el medidor prepago.



- f) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

La empresa distribuidora podrá presentar como una opción a los clientes la utilización de medidores prepagos. En caso de que la presente deberá establecer previamente a su aplicación los requisitos y/o condiciones para que un cliente pueda ejercer dicha opción.

La opción de medidores prepagos podrá establecerse para clientes que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda. La tarifa correspondiente al consumo prepago no deberá ser discriminatoria dentro de la categoría y deberá ser aprobada por la ASEP, previamente a su aplicación. Esta tarifa deberá consistir en un cargo monómico (en kWh).”

Debe decir:

Artículo 77 “La empresa distribuidora que ofrezca la opción de medidores prepagos deberá cumplir con lo establecido en el Procedimiento para la Aplicación del Sistema de Comercialización de Medidores Prepago en la República de Panamá. La empresa distribuidora deberá suministrar y actualizar a la ASEP la información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:

- a) Tipo o segmento del mercado al que irá dirigido.
- b) Procedimiento de instalación de estos medidores.
- c) Procedimiento de información del consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en las actualizaciones tarifarias.
- d) El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumos básicos y jubilados o pensionados.
- e) El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo o esquema de recarga para el medidor prepago.
- f) Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

La opción de medidores prepagos podrá establecerse para clientes que se encuentren clasificados en tarifas donde no se les exija equipamiento de medición con registro de demanda. La tarifa correspondiente al consumo prepago no deberá ser discriminatoria dentro de la categoría y deberá ser aprobada por la ASEP, previamente a su aplicación.

Donde dice:

Artículo 82 “Facturación de Energía: Facturación de Energía: Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.



ASEP

MODIFICACIONES AL RDC

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Solo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

- La estimación del consumo deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.
- La lectura estimada para ese mes será considerada para la facturación con una indicación de que fue estimada y ésta se tomará en consideración para el histórico de consumos.
- Cuando se haga la lectura real la empresa distribuidora deberá utilizar la lectura estimada anterior para determinar el consumo del mes corriente.
- Con esta lectura y la tarifa vigente facturará el mes corriente.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.”

Debe decir:

Artículo 82 “Facturación de Energía: Facturación de Energía: Cuando a un cliente se le aplica una tarifa con cargos por energía se aplicará multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real.

Para realizar las estimaciones y ajustes posteriores la empresa distribuidora deberá seguir el siguiente procedimiento:

- La estimación del consumo deberá estar basado en el promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales.



- La lectura estimada para ese mes será considerada para la facturación con una indicación de que fue estimada y ésta se tomará en consideración para el histórico de consumos.
- Cuando se haga la lectura real la empresa distribuidora deberá utilizar la lectura estimada anterior para determinar el consumo del mes corriente. Por ejemplo, si el medidor tenía una lectura anterior de 2000 kWh, y el consumo estimado del mes siguiente fue de 100 kWh la lectura estimada de ese mes sería 2100 kWh. Si al siguiente mes hay una lectura real, con ese dato de la lectura estimada anterior y la nueva lectura real se determinará el “consumo del mes corriente”.
- Con el “consumo del mes corriente” que resulta aplicando la metodología del punto anterior y la tarifa vigente facturará el mes corriente.
- Si la factura calculada a partir de la lectura real sobrepasa el 20% del promedio de los últimos tres meses facturados con lecturas reales, la empresa cobrará este diferencial en la misma cantidad de meses en los que se estimó la lectura del cliente. Por ejemplo, si se está facturando el mes de abril con lectura real y las últimas facturas con lectura real fueron octubre, noviembre y diciembre, quiere decir que se estimaron los consumos de 3 meses (enero, febrero y marzo). Entonces, se calcula el promedio del consumo mensual de los meses con lectura real. Este promedio se compara con el “consumo del mes corriente” que se obtiene de la lectura real. Si este consumo es por ejemplo 30% mayor al promedio de consumo de los meses con lectura real (octubre, noviembre y diciembre), el consumo correspondiente al excedente del 20%, es decir el 10% del valor facturado con el “consumo del mes corriente” será dividido entre 3 pagos mensuales y agregado a la factura de los siguientes tres (3) meses y el resto se facturará en abril.

La empresa distribuidora deberá realizar una investigación en aquellos casos de lecturas del medidor que resultan con consumos superiores al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses del cliente, a efectos de corregirlo si la conclusión de la investigación así lo amerita.”

Donde dice:

Artículo 104 “Para la determinación de las ventas totales semestrales de energía incluyendo el alumbrado público, se considerarán las ventas efectuadas para todo el semestre correspondientes a cada categoría tarifaria más una estimación del consumo real del alumbrado público. Para dicha estimación se tendrá en cuenta el consumo neto mensual de energía por cada tipo de luminaria y se efectuará la suma para todos los meses del semestre considerado. El consumo neto mensual de cada tipo de luminaria se determinará mediante el correspondiente consumo promedio previsto para el mes multiplicado por la cantidad estimada de luminarias de cada tipo, que realmente se encuentran en operación en dicho mes. Para definir la cantidad neta de luminarias en operación por mes y tipo se considerarán las existentes al inicio del mismo más las instaladas menos las retiradas en el período. La cantidad así resultante se disminuirá en un porcentaje igual al que resulte en concepto de luminarias apagadas a partir del informe semestral elaborado por la distribuidora y aprobado por la ASEP, según requerimiento de las normas de calidad de alumbrado público. En caso de existir discrepancias entre lo informado



por la distribuidora y las inspecciones de la ASEP, se adoptará el porcentaje determinado por estas últimas.”

Debe decir:

Artículo 104 “Para la determinación de las ventas totales semestrales de energía incluyendo el alumbrado público, se considerarán las ventas efectuadas para todo el semestre correspondientes a cada categoría tarifaria más una estimación del consumo real del alumbrado público. Para dicha estimación se tendrá en cuenta el consumo neto mensual de energía por cada tipo de luminaria y se efectuará la suma para todos los meses del semestre considerado. El consumo neto mensual de cada tipo de luminaria se determinará mediante el correspondiente consumo promedio previsto para el mes multiplicado por la cantidad estimada de luminarias de cada tipo, que realmente se encuentran en operación en dicho mes. Para definir la cantidad neta de luminarias en operación por mes y tipo se considerarán las existentes al inicio del mismo más las instaladas menos las retiradas en el período. La cantidad así resultante se disminuirá por la cantidad de energía no consumida por el alumbrado público, por estar las luminarias apagadas de noche. Las empresas distribuidoras deberán calcular semestralmente la energía no consumida por las luminarias defectuosas apagadas de noche, de acuerdo con los tiempos en que las mismas fueron reportadas y luego reparadas, según la información que reposa en el Registro de Reportes del alumbrado público de la empresa, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo VIII.15: Ajuste Semestral de la Energía No Consumida por las Luminarias Defectuosas Apagadas de Noche del Título VIII de este RDC.”

Donde dice:

Artículo 106 “Cargos tarifarios de generación:

...

**b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta**

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

...”

Debe decir:





Artículo 106 “Cargos tarifarios de generación:

...

**b) Cargo por Energía de Generación en Punta y Fuera de Punta**

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

Adicional a la separación de los costos Generación en Punta y Fuera de Punta requerido en este RDC, las empresas de distribución presentarán en los formularios de actualización tarifaria un formulario que resuma todos los costos de generación (costos de punta agregados a los costos fuera de punta) y la energía total, detallado por contrato y tipo de costo.

...”

El presente Documento es fiel copia de su Original Según  
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad  
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 22 días del mes de marzo de 20 13

  
FIRMA AUTORIZADA