

GACETA OFICIAL

AÑO CII

PANAMA, R. DE PANAMA MARTES 7 DE MARZO DE 2006

Nº 25,497

CONTENIDO

CONSEJO DE GABIBETE DECRETO DE GABINETE Nº 3 (De 6 de marzo de 2006)

"QUE AUTORIZA LA CELEBRACION DEL CONTRATO DE PRESTAMO Nº 1719/OC-PN, ENTRE LA REPUBLICA DE PANAMA Y EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, POR LA SUMA DE HASTA CUARENTA Y CINCO MILLONES DE DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA CON 00/100 (US\$45,000,000.00)" PAG. 2

DECRETO DE GABINETE Nº 4 (De 6 de marzo de 2006)

"QUE AUTORIZA LA CELEBRACION DEL CONVENIO DE COOPERACION TECNICA NO REEMBOLSABLE Nº ATN/ED-9664-PN, ENTRE LA REPUBLICA DE PANAMA Y EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, POR LA SUMA DE HASTA CIENTO DIEZ MIL DOLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA CON 00/100 (US\$110,000.00)" PAG. 5

DECRETO DE GABINETE Nº 5 (De 6 de marzo de 2006)

"QUE AUTORIZA EL PAGO DE PASIVOS LABORALES PENDIENTES A LOS EXTRABAJADORES DEL FERROCARRIL DE PANAMA, PRODUCTO DE LA TERMINACION LABORAL AL OTORGARSE LA PRIVATIZACION DEL FERROCARRIL DE PANAMA" PAG. 7

RESOLUCION DE GABINETE Nº 18 (De 6 de marzo de 2006)

"QUE EMITE CONCEPTO FAVORABLE AL CONTRATO Nº DAL-002-ADM-2006, QUE SUSCRIBIRA EL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO Y LA EMPRESA CONSTRUCTORA NORBERTO ODEBRECHT. S.A. PARA LA EJECUCION DEL PROYECTO DE RIEGO REMIGIO ROJAS, UBICADO EN ALANJE, PROVINCIA DE CHIRIQUI" PAG. 9

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA DECRETO EJECUTIVO Nº 33 (De 22 de febrero de 2006)

"QUE DESIGNA LA COMISION PROVINCIAL ENCARGADA DE VELAR POR EL CUMPLIMIENTO DEL CONVENIO DE COOPERACION CELEBRADO ENTRE EL GOBIERNO NACIONAL Y LA EMPRESA MANZANILLO INTERNATIONAL TERMINAL PANAMA, S.A." PAG. 10

DECRETO Nº 21 (De 14 de febrero de 2006)

"POR EL CUAL SE DESIGNA AL MINISTRO Y AL VICEMINISTRO DE RELACIONES EXTERIORES, ENCARGADOS" PAG. 11

CONTINUA EN LA PAG. 2

GACETA OFICIAL

ORGANO DEL ESTADO

Fundada por el Decreto N° 10 de 11 de noviembre de 1903

MGTER. OTTO ARLES ACOSTA M.
DIRECTOR GENERAL

LICDA. YEXENIA RUIZ
SUBDIRECTORA

OFICINA

Calle Quinta Este, Edificio Casa Alianza, entrada lateral
primer piso puerta 205, San Felipe Ciudad de Panamá,
Teléfono: 227-9833/9830 - Fax: 227-9689

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS

PUBLICACIONES

PRECIO: B/.4.80

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Sólo 6 Meses en la República: B/.18.00

En el exterior 6 meses: B/.18.00, más porte aéreo

Pago adelantado con liquidación del

Ministerio de Economía y Finanzas.

Confeccionado en los talleres gráficos de
Instaprint, S.A. Tel. 224-3652

DECRETO N° 22

(De 17 de febrero de 2006)

**"POR EL CUAL SE DESIGNA AL MINISTRO Y VICEMINISTRO DE LA PRESIDENCIA,
ENCARGADOS" PAG. 12**

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

RESOLUCION N° JD-5863

(De 17 de febrero de 2006)

**"POR LA CUAL SE APRUEBA EL TITULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCION Y
COMERCIALIZACION, DENOMINADO REGIMEN TARIFARIO PARA EL SERVICIO PUBLICO
DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION, EL CUAL REGIRA DEL 1° DE JULIO DE 2006 AL
30 DE JUNIO DE 2010" PAG. 13**

AVISOS Y EDICTOS PAG. 150

**CONSEJO DE GABINETE
DECRETO DE GABINETE N° 3
(De 6 de marzo de 2006)**

Que autoriza la celebración del Contrato de Préstamo No. 1719/OC-PN, entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, por la suma de hasta cuarenta y cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$45,000,000.00)

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno Nacional ejecuta acciones mediante un programa dirigido a mejorar las condiciones sanitarias en barrios de bajos ingresos y a disminuir la contaminación de los cauces y ríos urbanos en el área metropolitana de la ciudad de

Panamá, mediante la ampliación de las redes y colectoras del sistema de alcantarillado sanitario. El proyecto busca también incentivar la eficiencia y la sostenibilidad financiera de la institución responsable de la prestación del servicio;

Que el costo total del programa asciende a un monto de hasta cincuenta millones ciento cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 US\$50,150,000.00, y para su ejecución el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se compromete a otorgar a la República de Panamá en calidad de prestatario, un Financiamiento con cargo a los recursos ordinarios de la Facilidad Unimonetaria del Capital Ordinario del Banco, la suma de hasta cuarenta y cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$45,000,000.00). Por otra parte, la República de Panamá efectuará un aporte local de hasta cinco millones ciento cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$5,150,000.00);

Que el Consejo Económico Nacional, en sesión celebrada el 2 de marzo de 2006, emitió opinión favorable al Contrato de Préstamo No. 1719/OC-PN a suscribirse entre la República de Panamá y el Banco Interamericano de Desarrollo para la ejecución del Programa "Saneamiento de la Ciudad y la Bahía de Panamá", de hasta cuarenta y cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$45,000,000.00),

DECRETA:

Artículo 1. Autorizar la celebración del Contrato de Préstamo entre la REPÚBLICA DE PANAMÁ y el BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, sujeto a los siguientes términos y condiciones:

Monto del financiamiento: De hasta cuarenta y cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$45,000,000.00).

Amortización: El préstamo será amortizado a veinte (20) años a partir de la fecha de suscripción del contrato; la primera cuota se pagará a los cinco (5) años y seis (6) meses, contados a partir de la fecha de vigencia del Contrato.

Intereses: Préstamo de Facilidad Unimonetaria con Tasa de Interés Ajustable.

Comisión de Crédito: El Prestatario pagará una Comisión de Crédito de 0.25% por año sobre el saldo no desembolsado del financiamiento que empezará a devengarse a los sesenta días de la fecha del contrato. El monto de dicha comisión no podrá exceder del 0.75% por año.

Plazo para desembolsos: El plazo para finalizar los desembolsos del financiamiento será de cinco (5) años, contado a partir de la vigencia del Contrato.

Organismo Ejecutor: Ministerio de Salud.

Artículo 2. Autorizar al Ministro de Economía y Finanzas o, en su defecto, al Viceministro de Economía o, en su defecto, a la Viceministra de

Finanzas o, en su defecto, al Embajador de la República de Panamá en los Estados Unidos de América, cada uno de ellos autorizado individualmente, a suscribir en nombre de la República de Panamá el Contrato de Préstamo que se autoriza mediante el artículo 1, de este Decreto, así como aquellos otros acuerdos o documentos que, a su juicio, se requieran o sean necesarios para llevar a efecto la contratación que por este medio se autoriza, conforme a las normas y prácticas prevalecientes para este tipo de transacciones. Este Contrato de Préstamo deberá contar con el refrendo del Contralor General de la República o, en su defecto, del Subcontralor General de la República.

Artículo 3. El Órgano Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Economía y Finanzas, incluirá en el Presupuesto General del Estado de cada vigencia fiscal, las partidas necesarias para cubrir el pago de los intereses y el capital de que trata el Contrato de Préstamo que se autoriza con el presente Decreto de Gabinete.

Artículo 4. Enviar copia del presente Decreto de Gabinete a la Asamblea Nacional. Tal cual lo dispone el artículo 200 numeral 7 de la Constitución Política de la República.

Artículo 5. Este Decreto de Gabinete comenzará a regir desde su aprobación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 6 días del mes de marzo de dos mil seis (2006).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR ALEMAN ESTEVEZ
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
MIGUEL ANGEL CAÑIZALES
Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO R.
Ministro de Obras Públicas
CAMILO ALLEYNE
Ministro de Salud

REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
GUILLERMO SALAZAR NICOLAU
Ministro de Desarrollo Agropecuario
MARIA ROQUEBERT LEON
Ministra de Desarrollo Social
RICAURTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas

UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

DECRETO DE GABINETE N° 4
(De 6 de marzo de 2006)

Que autoriza la celebración del **Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable No.ATN/ED-9664-PN**, entre **LA REPÚBLICA DE PANAMÁ** y el **BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**, por la suma de hasta ciento diez mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$110,000.00)

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno Nacional tiene entre sus principales objetivos el sentar las bases para la introducción, difusión y promoción de los conceptos de integridad y transparencia en las entidades públicas de Panamá, reconociendo al servidor público como el principal promotor de los cambios necesarios para difundir la transparencia y combatir la corrupción;

Que el monto estimado del Proyecto asciende a la suma de hasta ciento treinta mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$ 130,000.00), del cual la República de Panamá, en su condición de Beneficiario, recibirá del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), con cargo a los recursos del Fondo para Capital Social, Ética y Desarrollo (SCE), la suma de hasta ciento diez mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$110,000.00). Por su parte, el Beneficiario contribuirá con un aporte en especie hasta por la suma de veinte mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$20,000.00);

Que el Consejo Económico Nacional, en sesión celebrada el 23 de febrero de 2006, emitió opinión favorable a la Cooperación Técnica No Reembolsable a suscribirse entre la República de Panamá y el Banco Interamericano de Desarrollo, por la suma de hasta ciento diez mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100 (US\$110,000.00),

DECRETA:

Artículo 1. Autorizar la celebración del **Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable**, entre **LA REPÚBLICA DE PANAMÁ** y el **BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO**, sujeto a los siguientes términos y condiciones:

Monto: De hasta ciento diez mil dólares de los Estados Unidos de América con 00/100) (US\$110,000.00).

Objeto: Sentar las bases para introducir, difundir y promover los conceptos de integridad y transparencia en las entidades públicas de Panamá, reconociendo al servidor público como el principal promotor de los cambios necesarios para difundir la transparencia y combatir la corrupción, introduciendo de esa manera los valores permanentes de integridad en la gestión pública.

Organismo Ejecutor: División de Programa de Estado y Sociedad Civil (RE2/SC2) – Banco Interamericano de Desarrollo.

Período de Ejecución: 12 meses, contados a partir de la fecha de vigencia.

Artículo 2. Autorizar al Ministro de Economía y Finanzas o, en su defecto, al Viceministro de Economía o, en su defecto, a la Viceministra de Finanzas o, en su defecto, al Embajador de la República de Panamá en los Estados Unidos de América, a suscribir el Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable que se autoriza mediante el artículo 1 de este Decreto de Gabinete, así como aquellos otros acuerdos o documentos que, a su juicio, se requieran o sean necesarios para llevar a efecto la cooperación técnica no reembolsable que por este medio se autoriza, conforme a las normas y prácticas prevalecientes para este tipo de transacciones. Este Convenio de Cooperación Técnica No Reembolsable deberá contar con el refrendo del Contralor General de la República, o, en su defecto, del Subcontralor General de la República.

Artículo 3. Enviar copia del presente Decreto de Gabinete a la Asamblea Nacional, tal cual lo dispone el artículo 200, numeral 7 de la Constitución Política de la República de Panamá.

Artículo 4. Este Decreto de Gabinete comenzará a regir desde de su aprobación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los seis días del mes de marzo de dos mil seis (2006).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República
HECTOR ALEMAN ESTEVEZ
Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
Ministro de Relaciones Exteriores
MIGUEL ANGEL CAÑIZALES
Ministro de Educación
CARLOS ALBERTO VALLARINO
Ministro de Obras Públicas
CAMILO A. ALLEYNE
Ministro de Salud

REYNALDO RIVERA
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
ALEJANDRO FERRER
Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
Ministra de Vivienda
GUILLERMO SALAZAR NICOLAU
Ministro de Desarrollo Agropecuario
MARIA ROQUEBERT LEON
Ministra de Desarrollo Social
RICAURTE VASQUEZ MORALES
Ministro de Economía y Finanzas

UBALDINO REAL SOLIS
Ministro de la Presidencia y
Secretario General del Consejo de Gabinete

DECRETO DE GABINETE N° 5
(De 6 de marzo de 2006)

Que autoriza el pago de pasivos laborales pendientes a los extrabajadores del Ferrocarril de Panamá, producto de la terminación laboral al otorgarse la privatización del Ferrocarril de Panamá

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 10 de la Ley No.15 de 17 de febrero de 1998, "POR LA CUAL SE APRUEBA EL CONTRATO A CELEBRARSE ENTRE EN EL ESTADO Y LA SOCIEDAD PANAMA CANAL RAILWAY COMPANY, PARA DESARROLLAR, CONSTRUIR, OPERAR, ADMINISTRAR, RENOVAR, RECONSTRUIR, MODIFICAR Y DIRIGIR EL FERROCARRIL DE PANAMA Y SUS TERMINALES INTERMODALES, INFRAESTRUCTURAS, EQUIPOS E INSTALACIONES, Y SE ADOPTAN OTRAS DISPOSICIONES", estableció que EL ESTADO, a través de la AUTORIDAD PORTUARIA NACIONAL (hoy AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMA), estaba obligado a pagar a los trabajadores la indemnización, pasivos laborales adeudados y demás prestaciones laborales mediante la celebración de un ACUERDO, que para este fin suscribieron la AUTORIDAD PORTUARIA NACIONAL, la DIRECCIÓN DEL FERROCARRIL DE PANAMÁ y el SINDICATO DE TRABAJADORES DEL FERROCARRIL DE PANAMÁ;

Que el día 2 de agosto de 1997 se suscribió un ACUERDO previo a la vigencia de la Ley supra citada, entre el Sindicato de Trabajadores del Ferrocarril, el Director del Ferrocarril de Panamá y el Director General de la Autoridad Portuaria Nacional (hoy Autoridad Marítima de Panamá), el cual, para los efectos de dicha norma, fue establecido como el compromiso adquirido por las partes, y se fijó el monto que debía cancelarse en concepto de indemnización por parte del Estado por efecto de la privatización del Ferrocarril de Panamá, y que el mismo tendría plena vigencia al momento que se aprobara el Contrato Ley entre EL ESTADO y la sociedad PANAMA CANAL RAILWAY COMPANY, como en efecto se aprobó;

Que la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo de la Corte Suprema de Justicia, mediante Resoluciones de 20 de diciembre de 2000 y de 12 de enero de 2001, señaló que el ACUERDO, suscrito entre la AUTORIDAD PORTUARIA NACIONAL (hoy AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ), EL FERROCARRIL DE PANAMÁ y el SINDICATO DE TRABAJADORES DEL FERROCARRIL, carecía de efectos jurídicos, de fuerza vinculante u obligatoria para la Administración, hasta tanto el Consejo Económico Nacional (CENA) le diese su concepto favorable, con base en el monto pactado entre los trabajadores y el Estado;

Que las reclamaciones de los extrabajadores del Ferrocarril de Panamá de manera precisa fueron analizadas, revisadas y auditadas por la Dirección de Auditoría y Fiscalización Financiera de la Autoridad Marítima de Panamá, estableciéndose que el monto a pagar es de TRES MILLONES CUATROCIENTOS DOCE MIL NOVECIENTOS DIECISÉIS BALBOAS CON CINCUENTA Y CUATRO CENTÉSIMOS (B/.3,412916.54), que corresponde a la diferencia adeudada por el Estado de 2.2 meses acordados y el monto de 1.5 meses ya pagados;

Que mediante la Resolución J.D. No.026-2005 de 16 de noviembre de 2005, la Junta Directiva de la Autoridad Marítima de Panamá reconoció, sujeto a la aprobación del Consejo Económico Nacional y del Consejo de Gabinete, el pago de pasivos laborales pendientes a los extrabajadores del Ferrocarril de Panamá, producto de la terminación laboral al otorgarse la privatización del Ferrocarril de Panamá, debido a que el Estado, a través de la Autoridad Portuaria Nacional, incumplió de forma parcial dicha obligación, autorizándose igualmente al Administrador de la Autoridad Marítima de Panamá para solicitar ante, el Ministerio de Economía y Finanzas, un crédito extraordinario para sufragar dichos pagos;

Que mediante la Nota CENA/057 de 23 de febrero de 2006, el Consejo Económico Nacional comunicó a la Autoridad Marítima de Panamá que, en sesión celebrada el 23 de febrero de 2006, dicho organismo, por votación unánime, emitió opinión favorable para el pago pendiente a los extrabajadores del Ferrocarril de Panamá, producto de la terminación laboral al otorgarse la privatización del Ferrocarril de Panamá, cuyo monto asciende a la suma de B/.3,412,916.54;

Que corresponde al Consejo de Gabinete aprobar dicho pago, a fin de que se proceda a hacerlo efectivo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución JD No. 026-2005 de 16 de noviembre de 2006, emitida por la Junta Directiva de la Autoridad Marítima de Panamá,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1. Aprobar el pago de pasivos laborales pendientes a los extrabajadores del Ferrocarril de Panamá, producto de la terminación laboral al otorgarse la privatización del Ferrocarril de Panamá, por la suma de TRES MILLONES CUATROCIENTOS DOCE MIL NOVECIENTOS DIECISÉIS BALBOAS CON CINCUENTA Y CUATRO CENTÉSIMOS (B/.3,412,916.54), que corresponde a la diferencia adeudada por el Estado de 2.2 meses acordados y el monto de 1.5 meses ya pagados.

ARTÍCULO 2. Enviar copia del presente Decreto de Gabinete a la Asamblea Nacional, tal cual lo dispone el artículo 200, numeral 7 de la Constitución Política de la República.

ARTÍCULO 3. Este Decreto de Gabinete comenzará a regir desde su aprobación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 6 días del mes de marzo de dos mil seis (2006).

MARTIN TORRILLOS ESPINO
 Presidente de la República
HECTOR ALEMAN ESTEVEZ
 Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
 Ministro de Relaciones Exteriores
MIGUEL ANGEL CANZALES
 Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO R.
 Ministro de Obras Públicas
CAMILO ALLEYNE
 Ministro de Salud

REYNALDO RIVERA
 Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
ALEJANDRO FERRER
 Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
 Ministra de Vivienda
GUILLERMO SALAZAR NICOLAU
 Ministro de Desarrollo Agropecuario
MARIA ROQUEBERT LEON
 Ministra de Desarrollo Social
RICAUARTE VASQUEZ MORALES
 Ministro de Economía y Finanzas

UBALDINO REAL SOLIS
 Ministro de la Presidencia y
 Secretario General del Consejo de Gabinete

RESOLUCIÓN DE GABINETE N° 18
(De 6 de marzo de 2006)

“QUE EMITE CONCEPTO FAVORABLE AL CONTRATO No. DAL-002-ADM-2006, QUE SUSCRIBIRÁ EL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO Y LA EMPRESA CONSTRUCTORA NORBERTO ODEBRECHT, S.A. PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO DE RIEGO REMIGIO ROJAS, UBICADO EN ALANJE, PROVINCIA DE CHIRIQUÍ”

EL CONSEJO DE GABINETE,
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

C O N S I D E R A N D O:

Que mediante la Resolución DAL No. 020-ADM-2006 de 19 de enero de 2006, el Ministro de Desarrollo Agropecuario, previo cumplimiento de las formalidades legales, resolvió adjudicar a la empresa **CONSTRUCTORA NORBERTO ODEBRECHT, S.A.**, la Licitación Pública No. 001/R1/027/05, para la ejecución del Proyecto de Riego Remigio Rojas, ubicado en Alanje, provincia de Chiriquí, por la suma de **CINCUENTA Y CUATRO MILLONES DOSCIENTOS VEINTIÚN MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS BALBOAS CON TREINTA Y TRES CENTÉSIMOS (B/.54,221,496.33)**;

Que este proyecto representa una importante herramienta para la producción y exportación de productos agrícolas, con la cual la región de Alanje estará en condiciones de diversificar y reconvertir su producción a productos exportables frente a las exigencias y oportunidades derivadas de los tratados de libre comercio;

Que el Consejo Económico Nacional (CENA), en sesión celebrada el día 23 de febrero de 2006, por votación unánime, emitió opinión favorable al contrato en referencia, lo que consta en la nota CENA/049 de 23 de febrero de 2006.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 68 de la Ley 56 de 27 de diciembre de 1995, modificado por el artículo 12 del Decreto Ley No. 7 de 2 de julio de 1997, corresponde al Consejo de Gabinete otorgar concepto favorable a los contratos, cuando la cuantía de estos exceda de la suma de dos millones de balboas (B/.2,000,000.00).

R E S U E L V E:

- Artículo 1.** Emitir concepto favorable al Contrato No. DAL-002-ADM-2006 a suscribirse entre el Ministerio de Desarrollo Agropecuario y la empresa **CONSTRUCTORA NORBERTO ODEBRECHT, S.A.**, para la ejecución del Proyecto de Riego Remigio Rojas, ubicado en Alanje, provincia de Chiriquí, por la suma de **CINCUENTA Y CUATRO MILLONES DOSCIENTOS VEINTIÚN MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS BALBOAS CON TREINTA Y TRES CENTÉSIMOS (B/.54,221,496.33)**.
- Artículo 2.** Esta Resolución se emite de conformidad con lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley 56 de 27 de diciembre de 1995, modificado por el artículo 12 del Decreto Ley 7 de 2 de julio de 1997.

Artículo 3. Esta Resolución entrará a regir desde su aprobación.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en la ciudad de Panamá, a los seis días del mes de marzo de dos mil seis (2006).

MARTIN TORRIJOS ESPINO
 Presidente de la República
HECTOR ALEMAN ESTEVEZ
 Ministro de Gobierno y Justicia
SAMUEL LEWIS NAVARRO
 Ministro de Relaciones Exteriores
MIGUEL ANGEL CAÑIZALES
 Ministro de Educación
CARLOS VALLARINO R.
 Ministro de Obras Públicas
CAMILO ALLEYNE
 Ministro de Salud

REYNALDO RIVERA
 Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
ALEJANDRO FERRER
 Ministro de Comercio e Industrias
BALBINA HERRERA ARAUZ
 Ministra de Vivienda
GUILLERMO A. SALAZAR NICOLAU
 Ministro de Desarrollo Agropecuario
MARIA ROQUEBERT LEON
 Ministra de Desarrollo Social
RICAUURTE VASQUEZ MORALES
 Ministro de Economía y Finanzas

UBALDINO REAL SOLIS
 Ministro de la Presidencia y
 Secretario General del Consejo de Gabinete

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
DECRETO EJECUTIVO N° 33
 (De 22 de febrero de 2006)

Que designa la Comisión Provincial encargada de velar por el cumplimiento del Convenio de Cooperación celebrado entre el Gobierno Nacional y la empresa Manzanillo International Terminal Panama, S. A.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
 en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno Nacional y la empresa Manzanillo International Terminal Panama, S. A., celebraron un Convenio de Cooperación para la ejecución de diversos proyectos de desarrollo social y comunitario en la provincia de Colón, hasta por la suma de dos millones de balboas.

Que la cláusula Quinta del citado convenio establece el compromiso del Gobierno Nacional de designar una Comisión Provincial encargada de revisar y auditar, cada tres meses, la ejecución de las obras objeto de dicho convenio.

DECRETA:

Artículo 1. Se designa a las siguientes personas, como miembros de la Comisión Provincial encargada de velar por el cumplimiento del Convenio de Cooperación celebrado entre el Gobierno Nacional y la empresa Manzanillo International Terminal Panama, S. A. :

NILDA QUIJANO
 Gerente de la Zona Libre de Colón

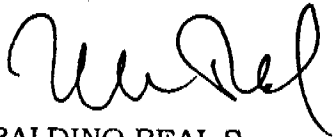
OLGALINA DE QUIJADA
 Gobernadora de la provincia de Colón

Artículo 2. La Comisión a que se refiere el artículo anterior deberá presentar, por conducto del Ministerio de la Presidencia, tanto a la empresa Manzanillo International Terminal Panama, S. A., como al Gobierno Nacional, informes trimestrales sobre las obras realizadas, de conformidad con la cláusula Quinta del convenio celebrado.

Artículo 3. El presente Decreto Ejecutivo comenzará a regir a partir de su promulgación en la Gaceta Oficial.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Dado en la ciudad de Panamá, a los 22 días del mes de febrero de dos mil seis (2006).



UBALDINO REAL S.
Ministro de la Presidencia



MARTÍN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República

DECRETO N° 21
(De 14 de febrero de 2006)

“Por el cual se designa al Ministro y al Viceministro de Relaciones Exteriores, Encargados”.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
en uso de sus facultades constitucionales,

DECRETA:


ARTICULO 1: Se designa a RICARDO J. DURAN J., actual Viceministro, como Ministro de Relaciones Exteriores, Encargado, del 17 al 22 de febrero de 2006, inclusive, por ausencia de SAMUEL LEWIS NAVARRO, titular del cargo, quien viajará fuera del país.

ARTICULO 2: Se designa a DARIO E. CHIRU, actual Director General de Política Exterior, como Viceministro de Relaciones Exteriores Encargado, mientras el titular ocupe el cargo de Ministro, Encargado.

PARÁGRAFO: Estas designaciones rigen a partir de la toma de posesión del cargo.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE,

Dado en la ciudad de Panamá, a los catorce días del mes de febrero de dos mil seis (2006).



MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República

DECRETO Nº 22
(De 17 de febrero de 2006)

“Por el cual se designa al Ministro y Viceministro de la Presidencia, Encargados”.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
en uso de sus facultades constitucionales,

DECRETA:

ARTICULO 1: Se designa a DILIO ARCIA TORRES, actual Viceministro, como Ministro de la Presidencia, Encargado, del 22 de febrero de 2006 al 2 de marzo de 2006, inclusive, por ausencia de UBALDINO REAL SOLIS, titular del cargo, quien viajará fuera del país.

ARTICULO 2: Se designa a NELSON ROJAS AVILA, actual Director de Asesoría Legal, como Viceministro de la Presidencia, Encargado, mientras el titular ocupe el cargo de Ministro, Encargado.

PARÁGRAFO: Estas designaciones rigen a partir de la toma de posesión del cargo.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Dado en la ciudad de Panamá, a los 17 días del mes de febrero de dos mil seis (2006).



MARTIN TORRIJOS ESPINO
Presidente de la República

**ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION N° JD-5863
(De 17 de febrero de 2006)**

“Por la cual se aprueba el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización, el cual regirá del 1° de julio de 2006 al 30 de junio del 2010.”

El Ente Regulador de los Servicios Públicos,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen a que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que conforme lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 98 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, las empresas prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, y atribuye al Ente Regulador la función de definir periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada;
4. Que por su parte, el numeral 2 del artículo 98 antes citado, preceptúa que para fijar sus tarifas las empresas de transmisión y distribución prepararán y

presentarán, a la aprobación del Ente Regulador, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodologías establecidos por el Ente Regulador;

5. Que de acuerdo al artículo 100 de la Ley 6 de 1997, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cuatro años;
6. Que mediante las Resoluciones JD-3116 de 19 de diciembre de 2001, JD-3143 de 28 de diciembre de 2001, JD-3224 de 28 de febrero de 2002 y JD-3290 de 22 de abril de 2002 el Ente Regulador aprobó el Régimen Tarifario para el Servicio Público de Distribución y Comercialización que rige hasta el 1° de julio de 2006;
7. Que debido a que el Régimen Tarifario vigente vence el 30 de junio de 2006 y a la necesidad de compilar en un solo documento todas las reglas y normas que guardan relación con la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica, esta Entidad Reguladora aprobó mediante la Resolución JD 5564 de 27 de septiembre de 2005 la celebración de una Audiencia Pública, someter a la consideración de la ciudadanía, la propuesta de Reglamento de Distribución y Comercialización, que incluye el Régimen Tarifario que deberá regir del 1° de julio de 2006 al 30 de junio del 2010;
8. Que los días 17 y 18 de noviembre de 2005, se celebraron sesiones públicas en donde esta Entidad escuchó los comentarios y observaciones de los siguientes participantes:
 - Giovanni Fletcher
 - Gustavo Bernal
 - Florencio Barba Hart
 - Pedro Vásquez McKay
 - Roberto Mendieta.
 - Tomás Villa de Promarina, S.A.
 - Ricardo Sotelo del Sindicato de Industriales de Panamá
 - Raúl Barraza del Sindicato de Industriales de Panamá
 - Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos (SPIA)
 - Defensoría del Pueblo en su calidad de Defensor y en representación de:
 - Sindicato de Industriales de Panamá (SIP),
 - Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos (SPIA)
 - Cámara de Comercio, Industria y Agricultura de Panamá
 - Cámara Panameña de la Construcción (CAPAC)
 - Asociación de Víveres y Similares de Panamá (ACOVIPA)
 - Asociación Panameña de Radiodifusión (APR)
 - Colegio Nacional de Abogados (CNA)
 - Asociación Nacional de Protección de Consumidores y el Ambiente (ANAPRODECA)
 - Federación Panameña de Asociaciones de Profesionales.
 - Agencias Ricamar, S.A.
 - Federación de Profesionales de Panamá (FEDAP)
 - Elektra Noreste, S.A.(ELEKTRA)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.(EDEMET)
 - Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.(EDECHI)
 - Asociación Panameña de Hoteles (APATEL)

9. Que en adición, recibimos los comentarios escritos de las siguientes empresas, entidades y personas naturales:

- Giovanni Fletcher
- Victor Carlos Urrutia
- Alcibiades Mayta
- Florencio Barba Hart
- Pedro Vásquez McKay
- Oficina de Electrificación Rural (OER)
- Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos (SPIA)
- Defensoría del Pueblo en su calidad de Defensor y en representación de:
 - Sindicato de Industriales de Panamá (SIP),
 - Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos (SPIA)
 - Cámara de Comercio, Industria y Agricultura de Panamá
 - Cámara Panameña de la Construcción (CAPAC)
 - Asociación de Víveres y Similares de Panamá (ACOVIPA)
 - Asociación Panameña de Radiodifusión (APR)
 - Colegio Nacional de Abogados (CNA)
 - Asociación Nacional de Protección de Consumidores y el Ambiente (ANAPRODECA)
 - Federación Panameña de Asociaciones de Profesionales.
- Promarina S.A.
- Agencias Ricamar, S.A.
- Federación de Profesionales de Panamá (FEDAP)
- Elektra Noreste, S.A. (ELEKTRA)
- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)

10. Que el Ente Regulador recibió de los participantes múltiples comentarios y observaciones sobre la propuesta de Reglamento de Distribución y Comercialización, motivo por el cual se separará el análisis de dichas consideraciones en varias resoluciones;

11. Que en la presente Resolución se abordarán los aspectos concernientes al Título del Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y sobre las definiciones que le guardan relación, en el orden en que fueron comentados;

11.1. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay, la SPIA, Gustavo A. Bernal y la FEDAP han señalado que las tarifas establecidas en este RDC, no cumplen con las orientaciones de simplicidad y de transparencia que requiere el Artículo 97 de la Ley 6 de 1997. Indican que las fórmulas tarifarias que se desarrollan son complejas y solo accesibles a profesionales con amplios conocimientos matemáticos, por lo que no cumplen con el concepto de fácil comprensión y aplicación señalada en dicho artículo.

Al respecto señalan Pedro Vásquez McKay y la SPIA que el acceso del público a este documento, ha sido restringido deliberadamente por el Ente Regulador, ya que solo es accesible a los ciudadanos que cuentan con servicio de Internet y conocen del programa ADOBE, esto tampoco cumple con el requisito de ser explícito y completamente público que también señala la Ley 6.

ANÁLISIS

Es necesario aclarar que la propuesta de RDC sometido a la opinión ciudadana, establece los lineamientos para desarrollar y determinar las tarifas (fórmulas tarifarias) atendiendo a los criterios contenidos en el artículo 97 de la Ley 6 de 1997, que entre otros incluye: la suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia, criterios que deben tomarse en cuenta en su conjunto.

Respecto al criterio de simplicidad, dicho artículo señala que las fórmulas de tarifas se elaborarán de modo que se facilite su comprensión, no obstante debemos indicar que por su propia naturaleza incluyen un gran número de variables técnicas, económicas y financieras que deben considerarse.

Sobre la transparencia, el artículo 97 de la Ley 6 indica que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.

Con el propósito de cumplir con lo anterior, la propuesta del Régimen Tarifario que regirá del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010, fue sometida previa a su aprobación, a la consideración de la ciudadanía mediante una Audiencia Pública.

Esta propuesta y la celebración de dicho Acto se hicieron de conocimiento público desde el 29 de septiembre de 2005, a través de los diarios El Panamá América y El Siglo. Debido a que se pospuso la fecha de Audiencia, a solicitud de interesados de asistir a la misma, se comunicó al público en general el cambio de fecha el día 24 de octubre de 2005 en los periódicos la Crítica, El Siglo, Mi Diario, Panamá América y la Prensa, además del anuncio que se publicó para recordarle a todos los interesados de la celebración de la Audiencia referida el 9 de noviembre de 2005, en todos los periódicos mencionados anteriormente, como también en la Gaceta Oficial N° 25,396 de 29 de septiembre de 2005.

Contrario a lo indicado en el comentario, y según se indicó en la Resolución que aprobó el procedimiento de Audiencia Pública, el Ente Regulador puso a disposición del público general, en las oficinas de la Dirección de Electricidad, la propuesta de RDC y no solamente en internet como se comenta.

11.2. COMENTARIO

La FEDAP señala que la transferencia del gasto de cuentas incobrables a los usuarios del servicio de electricidad mediante el subsidio establecido en la Ley 15, exime a empresas netamente comerciales de un gasto que el resto de las empresas que operan en el país asumen como parte de los riesgos propios de sus respectivas actividades; con el agravante de que no existe informe público conocido o accesible en el que se demuestre que el mencionado subsidio, en realidad permite que las áreas de difícil acceso y las familias marginadas y de escasos recursos reciban el servicio público de electricidad a tarifas menos onerosas o gratuitamente.

ANÁLISIS

La referencia del comentario se refiere a la Ley 15 del 7 de febrero de 2001 y no respecto de la propuesta de RDC objeto de la audiencia.

La Ley está dirigida fundamentalmente a mitigar el costo de la energía eléctrica a los clientes con un consumo de energía eléctrica básico hasta de 100 kWh que en general son clientes de bajos ingresos.

El porcentaje de aporte y el porcentaje a subsidiar de cada empresa distribuidora, relacionado con esta Ley, es publicado todos los meses en los diarios de la localidad.

11.3. COMENTARIO

APATEL indica que el sector hotelero como consumidor del servicio eléctrico se encuentra atascado por el monopolio que ejercen en sus respectivas regiones las 2 empresas que controlan la distribución energética en todo el país, por lo cual solicita al Ente Regulador de los Servicios Públicos:

- 1.- Ejercer una función controladora y reguladora efectiva, sobre el método de cobro por los servicios públicos en todo el país, en especial el de distribución de energía eléctrica.
- 2.- Obligar a las empresas de distribución eléctrica a que cumplan con la ley de privatización y forzarlas a que bajen las tarifas a los niveles de una "compañía eficiente", toda vez que a los hoteleros no se les garantiza un rédito sobre la inversión por lo que no se justifica una garantía de rédito para estas empresas dentro de un sistema de libre mercado.
- 3.- Establecer "topes máximos" a las tarifas del consumo de energía de una manera razonable y que deben ser de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas una vez establecidas.
4. La realización de un análisis y la posibilidad de permitir la entrada al mercado de otras empresas de distribución eléctrica y eliminar así, el monopolio existente y estimular la competitividad.
- 5.- Actuar enérgicamente como le corresponde en defensa de los consumidores.

ANÁLISIS

Las tarifas que cobran las empresas distribuidoras, son el resultado del sistema regulatorio y las metodologías incluidas en la Ley 6 de 1997 y el Ente Regulador las controla y regula conforme a los parámetros dispuestos en la misma.

El supuesto de eficiencia en las tarifas se reconoce conforme a lo dispuesto en el artículo 97 de la Ley 6, que indica que se remunerará a las empresas distribuidoras de la forma en como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

Por otra parte, en el segundo párrafo del artículo 103 de la referida Ley, establece que el supuesto de eficiencia tiene como base el desempeño reciente de empresas reales, similares, nacionales o extranjeras.

Debe señalarse que las empresas distribuidoras no se encuentran en un mercado libre, sino en un monopolio natural, razón por la que, conforme al mecanismo establecido en la Ley 6 se le reconoce un Ingreso Mínimo Permitido (IMP) que considera costos eficientes.

Sobre la sugerencia de que se establezcan "topes máximos", cabe indicar que el Ente Regulador los establece cada 4 años para los componentes de la tarifa relacionados con la distribución y comercialización. Precisamente está utilizando como criterio imponer niveles de eficiencia en la gestión o actividad de las empresas distribuidoras. Una vez determinados estos componentes en las tarifas son de estricto cumplimiento por parte de las empresas distribuidoras.

No obstante y de acuerdo a como fue diseñado el mercado eléctrico, los componentes de la tarifa relacionados con los costos de generación se ajustan por los costos reales producto de contratos entre generadoras y la distribuidora que provienen de procesos de libre concurrencia y de los costos asociados al mercado mayorista, donde en esta parte de la actividad la empresa distribuidora es una intermediaria, por lo que no se pueden imponer topes a estos componentes de la tarifa.

Respecto a la posibilidad de permitir la entrada al mercado de otras empresas de distribución eléctrica, debemos indicar que conforme a lo dispuesto en la Ley 6, el Ente Regulador sólo puede otorgar concesiones a empresas de distribución que vayan a realizar su actividad en áreas actualmente no concesionadas.

Finalmente, debemos indicar que a través de la Oficina de Atención al Cliente y ejerciendo la función reguladora y fiscalizadora, el Ente Regulador procura la defensa de los derechos de los clientes, dentro de los límites de la Ley 6.

11.4. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se incluya en la sección Aplicación, artículo 394, lo siguiente: "Todo cliente que utilice la redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual por estaciones o temporadas la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador, se le aplicará los cargos y condiciones de este régimen en los casos en que consume potencia y energía del sistema; y los cargos y condiciones del régimen de transmisión en los casos en que inyecta potencia y energía al sistema."

Lo anterior se debe a que considera que la redacción propuesta por el Ente Regulador no incluye los casos en que un cliente utilice la red como cliente final y como autogenerador.

ANÁLISIS

Se ha verificado que el caso mencionado no está contemplado en el artículo 394, aunque sí en el artículo 460. El comentario de Elektra Noreste, así como lo previsto en el artículo 460, es correcto siempre y cuando, como resultado del mismo, el cliente no pague, en el mismo periodo de facturación, dos veces por el mismo concepto, sea en iguales o diferentes montos. En función de ello se redactará el artículo 460 así:

"Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar por el uso de redes de distribución de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este numeral. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calcularán los cargos correspondientes a ambos regímenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará solo el mayor de ellos”

11.5. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 394, se modifique el literal “b”, a efectos de evitar confusiones en el uso de la terminología. Solicita que la palabra cliente se reemplace por persona natural o jurídica.

ANÁLISIS

Es comúnmente aceptado que el concepto de cliente se refiere siempre a una persona natural o jurídica que utiliza las redes de distribución, e inclusive este concepto está contenido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por lo que no se requiere una modificación en ese sentido.

11.6. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay, Gustavo A. Bernal y la SPIA indican con relación al artículo 396 que la Ley 6 señala que las empresas modelos deben ser reales y similares a las concesionarias. Señalan que es un secreto el método seguido por el Ente Regulador para seleccionar dichas empresas modelos y si estas son de áreas latinoamericanas similares a Panamá y contra que empresa modelo se compara cada área. Indican que este es un tema que afecta a toda la ciudadanía, no se puede dejar solo al criterio del Ente Regulador y debiera ser objeto también de una consulta pública.

ANÁLISIS

La propuesta de RDC en este punto no se aparta de las previsiones generales de la Ley.

En procesos tarifarios anteriores la selección de las empresas comparadoras respondió a todos los lineamientos previstos en la Ley. Las empresas comparadoras seleccionadas fueron publicadas en la Resolución JD-2982 del 5 de octubre de 2001 y en la Gaceta Oficial Nº 24,412 de 18 de octubre de 2001.

Respecto a la revisión tarifaria que se lleva a cabo en la actualidad, el Ente Regulador ha previsto someter a Consulta Pública el proceso de selección de las empresas comparadoras que regirán para el periodo de julio de 2006 a junio de 2010.

Por otro lado, el concepto de similitud señalado tiene que ver más bien con aspectos constructivos o de configuración de la red. La Ley no limita la procedencia de las empresas utilizadas para establecer la eficiencia, ya que establece que se tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. En ese sentido, consideramos necesario indicar que el Ente Regulador ha utilizado como comparadoras a empresas reales con fuentes de información de acceso público.

II.7. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo indica con relación al artículo 399 que en el caso de las empresas modelo, las referencias de eficiencia utilizadas por el Ente Regulador parecen no ser acordes a nuestra realidad nacional. Considera que toda comparación internacional tiene que estar hecha a un mismo nivel de vida, Panamá no puede compararse con países cuya industria es superior a la nuestra. Indica que las empresas modelos deben ser ciudades o países con similar PIB, activos operativos, número de clientes y área concesionada.

ANÁLISIS

La Ley 6 de 3 de febrero de 1997 establece como base el uso de empresas comparadoras reales similares, eficientes nacionales o extranjeras.

Como hay pocas fuentes de datos públicos de empresas eléctricas, se utilizan de las que tienen información aquellas cuyas empresas tengan condiciones similares de configuración del sistema a las de Panamá. La similitud se logra mediante la utilización de factores paramétricos que al aplicarlos a los datos de las empresa comparadoras permita hacerlas "comparables" con las de Panamá.

Los parámetros económicos e indicadores utilizados principalmente son la relación de precio de la mano de obra entre los países en que se encuentra la empresa modelo a utilizar y el de Panamá, la relación de los costos de materiales nacionales e importados, la relación de las estructuras aéreas y/o subterráneas, etc. También se utilizan indicadores (públicos) reconocidos calculados por organismos internacionales, para ajustar el valor del dinero del país de las empresas comparadoras al valor del dinero o poder adquisitivo del país analizado, en este caso Panamá.

II.8. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se analice en más detalle las empresas de la FERC para la determinación de las empresas modelo, artículo 399, para determinar quienes reportan y quienes no reportan cada uno de los costos (monosidad, tasa regulatoria, costos del operador, impuestos municipales, etc.), el nivel o tasa permitida y hacer la relación con lo permitido en Panamá. No todas las empresas de la FERC las reportan y las que lo reportan no tienen la misma tasa.

Estos factores pueden ser considerados mediante el análisis de conglomerado y/o mediante la inclusión de la variable dummy utilizando "0" para los que no las tienen y "1" para las que tienen. Esta segunda alternativa debe ser sustentada técnica y estadísticamente.

ANÁLISIS

Tanto la Ley como la propuesta de RIDC establecen que las empresas comparadoras deberán guardar, a través del mejor análisis de los datos disponibles, características de similitud con las empresas de Panamá. En los análisis que se realizan debe asegurarse la selección de las empresas que tienen los datos relevantes de los costos de distribución y comercialización. Dado que se utilizan un gran número de empresas, si en alguna de ellas faltara algún dato no relevante como los señalados no afectaría ni causaría una distorsión a los resultados. Esta comparación no es directa sino a través de una ecuación de eficiencia la cual asigna un valor que representa el promedio del conjunto de empresas utilizadas.

Por otro lado, en los datos de las empresas de la Federal Energy Regulatory Comisión (FERC) se encuentra la porción de cuentas incobrables, que es el valor que refleja la morosidad aludida por ELEKTRA.

Respecto a la Tasa Regulatoria, es un valor que no se puede incluir en el análisis puesto que la Ley 26 de 19 de enero de 1996 establece que esta tasa no debe ser trasladada a las tarifas de los clientes.

Sobre la solicitud de que se escojan específicamente empresas que incluyan también un costo del operador, no es aceptable, ya que el costo a reconocer vía tarifa, es el costo de operar y mantener las redes de distribución y el hecho de que en Panamá alguna empresa tenga un costo del operador por su situación accionaria, no puede ser tomado en cuenta ya que sería un costo adicional por la misma actividad.

En cuanto a la sugerencia de que estos factores pueden ser considerados mediante el análisis de conglomerados y/o la inclusión de una variable dummy, a criterio del Ente Regulador éstas son técnicas que no guardan relación alguna de aplicación con el tema bajo análisis en la consulta, ya que no se acepta la utilización de estos conceptos de costos.

11.9. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 401, sobre las áreas representativas, se modifique así:

“Las áreas representativas se definirán sobre la base de un indicador (INDIS), representativo de la Densidad de los Clientes, que considerará entre otras cosas, densidad de potencia, densidad de clientes, exigencias de calidad, confiabilidad y seguridad.”

EDEMET-EDECHI fundamenta su solicitud indicando que los costos de distribución dependen principalmente de: densidad de potencia; densidad de clientes; clima de la zona; geografía de la zona; exigencias de calidad, confiabilidad y seguridad. Por lo tanto, las áreas representativas no estarán adecuadamente caracterizadas si sólo se las define en base a la densidad de los clientes. Las áreas representativas no se deben establecer en base a la dispersión de los clientes, la dispersión de los clientes equivale a la longitud de red dividida entre la cantidad de clientes, lo cual no es un parámetro suficientemente representativo de los costos de distribución. Por ejemplo, no captura una medida de la densidad de carga, entre otras características relevantes.

Elektra señala que la propuesta del Ente Regulador cambia el indicador para las densidades: de GWh/km² a Clientes/km de línea de MT. El indicador GWh/km² es utilizado para la determinación de las densidades en los reportes de las normas de calidad.

ANÁLISIS

Respecto al comentario de EDEMET-EDECHI, debemos indicar que la Ley 6 señala en su artículo 103, que el Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión, y calculará luego el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. Es decir la definición de las Áreas Representativas debe entenderse en el marco del

proceso de determinación de las ecuaciones de eficiencia. Es cierto que, a los efectos de una comparación de costos, puede que sea necesario utilizar más de una variable para agrupar áreas de una manera más consistente, por lo que se modificará para que esto sea considerado.

Por otro lado debe reconocerse que las variables a utilizar deben satisfacer ciertas propiedades estadísticas puesto que algunas de ellas pueden brindar la misma información.

Los artículos 401, 402 y 404 son complementarios. En tal sentido el artículo 404 tendrá la generalidad necesaria para analizar si es una o más áreas representativas y definir los agrupamientos con la mejor información disponible. Además, a fin de no limitar la utilización de un único indicador para la definición de las áreas representativas, el mencionado artículo 401 quedará redactado de la siguiente manera:

"Artículo 401. El Ente Regulador definirá, sobre la base de uno o más indicadores representativos de las características propias del mercado y del sistema eléctrico, la utilización de una o más áreas representativas. Estos indicadores deben estar disponibles tanto para las unidades de análisis del sistema a analizar como para las empresas comparadoras, deben resultar estadísticamente significativos y se deberá demostrar que son los que mejor caracterizan la división del área de servicio en áreas representativas."

Respecto al comentario de ELEKTRA, indicamos que en la propuesta de RDC no se fijó el indicador, ya que se utilizó un término genérico al señalar que sería un indicador representativo de la Densidad de los Clientes. Además, si se utilizara un indicador en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido distinto al utilizado para la determinación de las densidades en los reportes de las normas de calidad, no afecta a esta última ya que no se modificará el utilizado en las normas de calidad. De hecho así es cómo se estableció en el periodo vigente.

11.10. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 402, propuesto sobre las áreas representativas, diga así:

"A los efectos de la aplicación del presente Régimen Tarifario, los corregimientos incluidos en la zona de concesión de cada empresa distribuidora serán clasificados con los mismos parámetros con los cuales se agrupan las empresas comparadoras."

Fundamenta su solicitud indicando que los corregimientos deben clasificarse con los mismos parámetros con los cuales se agrupan las empresas comparadoras. De lo contrario, luego no será posible aplicar las ecuaciones de eficiencia para cada grupo de corregimientos, sin lugar a ninguna subjetividad respecto de cuál ecuación de eficiencia le corresponde a cada grupo.

ELEKTRA señala que el indicador que se utilice según señala el artículo 402 para clasificar los corregimientos en áreas representativas debe poder ser calculado, de manera transparente, para las empresas modelo. Esto involucra que la información utilizada para el cálculo del indicador de las empresas distribuidoras en Panamá debe estar disponible para las empresas modelo que se seleccionen. Señala que la preocupación se da porque en la revisión tarifaria anterior el indicador utilizado para la clasificación de las empresas modelo no se calculó con la misma información que el indicador utilizado para la clasificación de corregimientos.

ANÁLISIS

Si bien el proceso de determinación del Ingreso Máximo Permitido no puede interpretarse como un conjunto de análisis independientes, no se puede aceptar la sugerencia de EDEMET – EDECHI, ya que existe un orden de prelación necesario en los cálculos y análisis y en tal sentido la clasificación de las unidades de análisis es previa al análisis de las empresas comparadoras y no a la inversa como se ha sugerido.

Respecto al comentario de Elektra, estamos de acuerdo en que en la base de datos a utilizar de las empresas comparadoras debe existir información que permita la trazabilidad de los cálculos, por lo que se propone la siguiente modificación:

“Artículo 402. A los efectos de la aplicación del presente Régimen Tarifario, de resultar más de un área representativa, los corregimientos incluidos en la zona de concesión de cada empresa distribuidora serán clasificados sobre la base de criterios e indicadores que deberán guardar similitud con los utilizados en el agrupamiento de las empresas comparadoras”

11.11. COMENTARIO

Elektra indica con relación al artículo 403 que en la Revisión Tarifaria anterior, a esta fecha y antes de la aprobación del Régimen Tarifario, el Ente Regulador ya había definido las áreas representativas mediante resoluciones JD-2979, JD-2980 y JD-2981 del 4 de octubre de 2001. Además, señala que debe conocer contra qué empresas serán comparados y los criterios con la que serán clasificados.

ANÁLISIS

Según el artículo 403 de la propuesta de RDC el Ente Regulador emitirá oportunamente una Resolución definiendo el número de Áreas Representativas y la clasificación de los corregimientos en las mismas. También las empresas tendrán acceso a la información sustentatoria de tal decisión.

11.12. COMENTARIO

Elektra indica con relación al artículo 404 que el indicador INDIS propuesto para clasificar las empresas (Clientes/km MT) no está disponible en los datos de la FERC y por lo tanto, la clasificación es generada a partir de datos estimados, lo que pudiera incorporar errores en la comparación. Para minimizar los errores en la comparación es recomendable utilizar el método de conglomerado o sea ir agrupando las empresas de la FERC mediante el uso de más de un indicador hasta seleccionar las más similares, y así cumplir con el mandato de la Ley. Por ello sugiere que se modifique el artículo 404 para que se lea así:

“El Ente Regulador clasificará los corregimientos en las áreas representativas definidas utilizando el mismo criterio utilizado para la clasificación de las empresas modelo en las áreas representativas.”

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 404, diga así:

“El Ente Regulador clasificará los corregimientos en las áreas representativas definidas utilizando toda la información que disponga.”

Fundamenta su solicitud indicando que, por el principio de transparencia, no se deben hacer estimaciones que podrían afectar los resultados financieros de la empresa de distribución.

ANÁLISIS

El proceso de clasificación de las unidades de análisis, no puede interpretarse como análisis independientes, existe un orden de prelación necesario y en tal sentido la clasificación de dichas unidades es previa al análisis de las empresas comparadoras. Como respuesta al comentario 11.10 se ha propuesto una modificación al artículo 402 que contempla la sugerencia.

Respecto del comentario de EDEMET-EDECHI es preciso observar que la clasificación de los corregimientos en Áreas Representativas, tal como lo prevén los artículos 402 y 404 se basará en el mejor conjunto de variables representativas disponibles. No obstante, dado que la información requerida debe ser proporcionada por las empresas distribuidoras, puede que alguna información no sea suministrada y sea necesario realizar estimaciones. En cualquier caso las variables y estimaciones realizadas son conocidas e informadas a las empresas razón por la cual no puede ello afectar la transparencia. El Ente Regulador no considera necesario modificar el artículo 404 por esta razón.

11.13. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 405 de la propuesta, relacionado con las ecuaciones de eficiencia sea modificado en sus literales "a" y "b", para que digan así:

"a) Activos de Distribución (incluye Sistema Principal y Conexión) (AD), es decir los activos brutos a valor de libro al inicio del período tarifario más las inversiones netas de cada año.

b) Activos de Comercialización (AC), es decir los activos brutos a valor de libro al inicio del período tarifario más las inversiones netas de cada año."

Según EDEMET-EDECHI de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 6 de 1997 los Activos deben ser activos brutos a valor de libro al inicio del período tarifario más las inversiones netas de cada año.

ANÁLISIS

El artículo 405 se limita a definir las variables de costos y pérdidas a considerar en las ecuaciones de eficiencia y de ninguna manera pretende definir el valor de las mismas. Los artículos 411 y 414 especifican el valor de las variables tal como lo sugiere el comentario, por lo tanto no se requiere la modificación propuesta.

No obstante, aclaramos que lo señalado por la distribuidora sobre los activos no aplica para efectos del artículo 405, puesto que la Ley hace referencia a ellos cuando establece la metodología para estimar la Base de Capital, situación que se trata en otro articulado de la propuesta de RDC.

11.14. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que los artículos 406 y 407 de la propuesta, relacionados con las ecuaciones de eficiencia sean eliminados.

Indican que no es posible definir adecuadamente las ecuaciones de eficiencia si todavía no se conocen las empresas comparadoras y los datos que de ellas se dispondrán. Además las Ecuaciones de Eficiencia de Distribución no incluyen la

longitud de líneas, la cual es una importante variable explicativa de esos costos. Indican que se ha quitado el párrafo que hace mención a la necesidad de ajustar las ecuaciones de eficiencia por la diferencia de salarios entre países. Si se utilizaran empresas de un país con salarios menores a los de Panamá, se perjudicarán a las empresas panameñas. Caso contrario, se debe incluir información de las empresas modelo y de las ecuaciones de eficiencia; poniendo a disposición de las empresas distribuidoras la base de datos completa que fue utilizada.

ANÁLISIS

El proceso de determinación de las ecuaciones de eficiencia reconoce dos partes principales. En primer lugar seleccionar las empresas comparadoras y en segundo lugar determinar las ecuaciones de eficiencia. En la primera parte se asegura, de la mejor manera posible la posibilidad de comparación y en la segunda se determinan las ecuaciones y parámetros que permiten llevar a cabo la comparación. Si bien la longitud de líneas no integra de manera explícita las ecuaciones de eficiencia (como tampoco la cantidad de transformadores de distribución, las potencias de los mismos, etc.) las mismas están consideradas en los costos de las comparadoras. En función de ello el Ente Regulador no considera necesario eliminar los citados artículos.

Respecto de la necesaria conversión de costos el Ente Regulador considera razonable el comentario de EDEMET-EDECHI, el cual se tomará en cuenta agregando, al final del artículo 407 el siguiente párrafo:

"Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá".

11.15. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que los Gastos Generales y Administrativos de los que se habla en el artículo 405 sean analizados en función de la actividad por separado (distribución y comercialización). Fundamenta su solicitud indicando que un número importante de las empresas de la FERC están integradas verticalmente, lo que implica que parte de los activos de transmisión están contados como activos de distribución. Al asociar los gastos administrativos y generales únicamente a los activos de distribución (que pueden incluir activos de transmisión) se tendería a subestimar estos gastos que se les reconocerá a la empresa, ya que la información de la FERC estaría reflejando un monto de gastos de administración para atender un valor de activos inflado. Por otro lado, gran parte de los gastos generales y administrativos están asociados a los costos comerciales o a clientes.

ANÁLISIS

En general las empresas, tanto de la FERC como de otros países, presentan gastos Administrativos y Generales agrupados. Debido a ello, cuando la empresa desarrolla otra actividad adicional a la de distribución y comercialización, como por ejemplo generación, transporte, etc. resulta necesario, tal como lo solicita Elektra, determinar aquella parte de los mismos que corresponden a las

actividades de distribución y comercialización. Por el contrario no es usual encontrar, excepto por error u omisión, integrados los activos de distribución y transmisión tal como lo menciona el comentario.

En función de ello, en cada caso particular el Ente Regulador realiza una desagregación que asegura, tal como lo solicita ELEKTRA, una adecuada asignación de los costos Administrativos y Generales a las actividades de distribución y comercialización. Es preocupación permanente del Ente Regulador que las asignaciones realizadas respondan a los mejores criterios posibles.

11.16. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA con relación al artículo 405, se preguntan cómo se fiscalizan estos costos de mercadeo y atención a los clientes y cómo se determina si estos costos son necesarios. Esta duda surge cuando se observa las donaciones que hacen las distribuidoras a la Teletón, patrocinio de conciertos, ayudas comunales a áreas marginadas, etc. Se preguntan si estas contribuciones deben ser cargadas como gastos o costos a las tarifas de electricidad.

ANÁLISIS

Debe recordarse que en Panamá, la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, estableció un esquema de regulación denominado por comparación, que es distinto a la regulación por costo de servicio. En el sistema vigente el regulador no revisa cada uno de los costos y gastos incurridos ni se pronuncia acerca de su uso, utilidad, monto, razonabilidad y oportunidad, a fin de aprobarlos, sino que se establecen en base a empresas comparadoras eficientes.

Los costos de operación y mantenimiento comerciales, dentro de los cuales se incluirían los de mercadeo y atención al cliente, se determinan por comparación con un conjunto de empresas eficientes y no por análisis directo del costo de las distribuidoras de Panamá. Al hacerlo de esta manera se evita que se carguen a las tarifas este tipo de costos o gastos no propios de la actividad.

11.17. COMENTARIO

Pedro Vásquez McKay y la SPIA señalan que en el artículo 406 se han incluido dos variables explicativas: La carga máxima total a nivel de puntos de inyección del sistema de empresa distribuidora y la energía vendida. Señalan no haber podido establecer con claridad, el efecto que tendrán estas variables sobre el consumidor.

ANÁLISIS

La selección de las variables tiene como objetivo establecer la mejor correspondencia entre costos de las empresas comparadoras y las empresas distribuidoras de Panamá, para determinar el Ingreso Máximo Permitido, considerando que los costos que se le reconozcan para efectos de la tarifa, sean eficientes.

11.18. COMENTARIO

ELEKTRA referente al artículo 407 ha señalado que no es consistente la D_{bj} , que aparece en las ecuaciones, la cual está asociada a áreas representativas, mientras

que la D se define como la carga máxima a nivel de punto de inyección. Las áreas representativas se agrupan por corregimientos, basado en el indicador INDIS, sin una relación geográfica y sin ninguna relación con los puntos de inyección.

La carga máxima a nivel de punto de inyección, no coincidente, es la base para el diseño de la red. Ésta es la cifra que debemos utilizar.

Ver el caso de ETESA, en donde se utiliza la demanda no coincidente, la demanda de cada nodo.

En la revisión anterior, el Ente Regulador determinó la D_{bj} a partir de una asignación por energía de la Demanda máxima a nivel de punto de inyección del sistema de Elektra. Esta asignación considera implícitamente, que todas las áreas representativas tienen la demanda máxima coincidente, lo cual es poco probable. Sugerimos que D_{bj} se determine, a partir de la sumatoria de las curvas de carga de grupo homogéneo (definido en la campaña de medición), la energía facturada en el último año, por área representativa.

Se recomienda utilizar el método de conglomerado antes de desarrollar las ecuaciones y utilizar límites extremos aceptables o las variables dummy. El uso de límites extremos aceptables o de variables dummy debe tener un sustento teórico y econométrico.

Las variables de las ecuaciones deben ser las que resultan significativas desde el punto de vista estadístico y sostenibles desde el punto de vista teórico al igual que los coeficientes de cada variable deben reflejar un comportamiento lógico.

ANÁLISIS

El comentario de ELEKTRA sobre el valor de demanda máxima está aplicado a un problema distinto al contemplado en el artículo 407. En efecto, cuando se realiza una clasificación en Áreas Representativas con propósito de diseño de la red debe utilizarse el valor de potencia máxima que ingresa a esa red, el cual puede ser coincidente o no con la del sistema completo. En tales casos utilizar los clientes, sus curvas representativas según grupo tarifario y las energías, tal como lo sugiere Elektra, es una técnica usual.

En nuestro caso la aplicación es distinta. La demanda máxima de cada empresa comparadora es la simultánea de ella y respecto a ella se relacionan activos y gastos que en realidad se originan en demandas máximas locales no simultáneas. Por lo tanto, a fin de ser congruentes y no sobreestimar costos, los criterios de definición de la demanda máxima deben ser iguales en las comparadoras y en las Áreas Representativas. Los procedimientos a utilizar para determinar tales valores, a partir de la Demanda Máxima, deben utilizar toda la información disponible en cada caso para asegurarlo.

A fin de dejar más claro el significado de las variables, el artículo 407 se modificará así:

"Artículo 407. Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones exponenciales de la siguiente forma para cada área representativa (j):

$$(1) AD_j = a_j * C_j^{\alpha_j} * D_j^{\beta_j}$$

$$(2) AC_j = b_j * C_j^{\gamma_j} * D_j^{\delta_j}$$

$$(3) ADM_j = c_j * C_j^{\epsilon_j} * D_j^{\phi_j}$$

$$(4) OM_j = d_j * C_j^{\eta_j} * D_j^{\lambda_j}$$

$$(5) COM_j = e_j * C_j^{\mu_j} * D_j^{\nu_j}$$

en la que:

- C_j es el número de clientes del Área Representativa "j",
- D_j es la carga máxima, a nivel punto de inyección, correspondiente al Área Representativa "j". Siempre se debe cumplir que $\sum D_j = D$, siendo D la demanda máxima de todo el sistema.
- a_j, b_j, c_j, d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j, \epsilon_j, \phi_j, \eta_j$ y λ_j representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

Cada variable de costo puede ser explicada por una o ambas de las variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas".

Respecto de la recomendación de utilizar el método de análisis de conglomerados, debemos señalar que las variables propuestas en las ecuaciones son el resultado de un análisis de conglomerados a partir de un conjunto de variables disponibles representativas para la modelación de activos y gastos.

11.19. COMENTARIO

ELEKTRA con respecto al artículo 408 indica que las pérdidas técnicas de energía eléctrica, varían en función de la dispersión geográfica de los clientes y de la carga. Las fórmulas tarifarias deben ser sensibles a los cambios en la distribución geográfica de la demanda. Asumir que la distribución en las diferentes áreas representativas se mantendrá durante los próximos cuatro años, es desconocer esta realidad.

Indica además que al valuar la $MWhD_{t,j}$, en la ecuación eficiente obtenida a partir de las empresas modelos, se debería disponer de la energía operada en cada una de las áreas representativas. Como las áreas representativas se definen a partir de divisiones políticas (corregimientos), no se dispone el valor de la energía operada. Se propone estimar la $MWhD_{t,j}$ de cada área representativa a partir de la Energía Operada por la distribuidora, repartida según la Energía facturada por área representativa estimada en el Estudio de demanda.

Por ello solicita que en el artículo 408 de la propuesta se diga:

"...
 $MWhD_{t,j}$: Energía total (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año "t" correspondiente al Área Representativa "j". Se determinará sobre la base de la Energía Total Prevista para el año "t", según el Informe Indicativo de Demanda aprobado por el Ente Regulador vigente al momento de la realización del cálculo y un factor de participación para cada AR_j que la distribuidora remitirá al Ente Regulador en su pronóstico de demanda para cada año tarifario".

ANÁLISIS

En términos absolutos, la distribución de energía operada en las distintas Áreas Representativas variará durante el periodo tarifario. La magnitud de esa variación, excepto en casos excepcionales se considera no significativa en el resultado de la estimación de las pérdidas. Con la finalidad de lograr la mayor precisión sugerida por la empresa distribuidora, se acepta la sugerencia de modificar el artículo 408 en el punto solicitado, el cual quedará así:

*".....
MWhDt,j : Energía total (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año "i" correspondiente al Área Representativa "j". Se determinará sobre la base de la Energía Total Prevista para el año "i", según un estudio de demanda que la distribuidora deberá presentar a aprobación del Ente Regulador a más tardar el 30 de Octubre del año anterior al inicio del nuevo periodo tarifario y un factor de participación para cada ARj que la distribuidora remitirá al Ente Regulador en su pronóstico de demanda para cada año tarifario. El mismo deberá guardar relación lógica con el grado de participación resultante de la facturación a clientes finales con datos completos del periodo tarifario anterior. Si así no resultara, el Ente Regulador efectuará la distribución con este último criterio. La Energía Total Prevista deberá incluir tanto a clientes regulados como a Grandes Clientes (no regulados) y deberá guardar relación y consistencia con el Informe Indicativo de Demanda aprobado por el Ente Regulador vigente al momento de la realización del cálculo. El estudio de demanda aprobado por el Ente Regulador será el que deberá utilizar la distribuidora para su estudio tarifario"*

11.20. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se le explique los criterios que se emplearán para determinar los valores extremos aceptables de pérdidas porcentuales de las empresas modelo, ya que consideran que, a los fines de acotar la discrecionalidad del Ente Regulador y promover la transparencia del proceso de revisión tarifaria, deben explicitarse los criterios que se seguirán para establecer las empresas modelo que permanecerán y las que serán descartadas para el cálculo de las pérdidas eficientes. De no hacerse con antelación tales criterios, se corre el riesgo de que, sin la debida justificación, se omitan empresas de forma tal que las ecuaciones de pérdidas resultantes no se adecuen con las pérdidas eficientes.

Señala que para minimizar los errores en la comparación es recomendable utilizar el método de conglomerado o sea ir agrupando las empresas de la FERC mediante el uso de más de un indicador hasta seleccionar las más similares según el mandato de la ley.

ANÁLISIS

Las empresas comparadoras, los criterios empleados para determinar el Ingreso Máximo Permitido, los valores aceptables de pérdidas y toda otra parte del proceso de determinación del IMP serán, como siempre, adecuadamente fundamentados e informados a todos los interesados. La antelación con la que serán informados será la mayor posible en función de los estudios que conduce el Ente Regulador a tal fin y suficientes para permitir todos los análisis y evaluaciones requeridos por las empresas y demás interesados.

De hecho esta información será del conocimiento público antes de su aprobación, toda vez que la misma será sometida a Consulta Pública. Siendo así, las empresas distribuidoras tendrán la oportunidad de revisar y opinar sobre dichos parámetros.

11.21. COMENTARIO

ELEKTRA ha solicitado que se modifique la fórmula del artículo 408 para el cálculo de las pérdidas para modelar la fórmula (lineal, polinomial o cuadrática) que tenga mayor consistencia teórica, estadística y cuyos coeficientes tengan un comportamiento lógico. Solicitan que se utilice el método del conglomerado o el uso de más de un indicador para la selección de las empresas comparadoras o áreas representativas, antes de establecer los valores extremos aceptables de pérdidas de distribución de las empresas modelo.

Como fundamento señala que la relación entre pérdidas y energía no necesariamente es lineal. Entre mayor el volumen de pérdidas transmitidas (a voltajes más altos) menor es el nivel de pérdidas. Por lo tanto, es posible que la relación no sea lineal sino más bien cuadrática o polinomial. El análisis estadístico debe determinar la mejor ecuación. Por el nivel de ventas de Elektra comparada con las de las empresas de la FERC, el no utilizar la ecuación adecuada podría producir una subestimación de los niveles de pérdidas para Elektra.

Indican que deben explicarse los criterios que se seguirán para establecer las empresas modelo que permanecerán y las que serán descartadas para el cálculo de las pérdidas eficientes. De no explicitarse con antelación tales criterios, se corre el riesgo de que, sin la debida justificación, se omitan empresas de forma tal que las ecuaciones de pérdidas resultantes no se adecuen con las pérdidas eficientes.

El porcentaje de pérdidas comprende tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas (producto de hurto o fraude, por ejemplo) de energía eléctrica. Es posible que las empresas modelo empleadas para la determinación de las pérdidas eficientes presenten porcentajes bajos de pérdidas no técnicas (y por ende, menores porcentajes de pérdidas totales) debido básicamente a una escasa incidencia del hurto de energía como consecuencia de condiciones socioeconómicas diferentes a las imperantes en Panamá.

Señala la empresa que hay variables socioeconómicas (nivel económico de la población, fraude, hurtos) y jurídicas (penalización de hurto) que se pueden incluir mediante el uso de las variables dummy "1" cuando no es aplicable y "0" cuando es aplicable. No obstante, el uso de variables dummy o de los límites extremos aceptables debe estar respaldado por un sustento teórico y no subjetivo, para evitar distorsiones, seguido de la explicación lógica de los coeficientes resultantes (porque el coeficiente mantiene una relación inversa cuando la relación entre las variables es directa)

Para minimizar los errores econométricos con el uso de la variable dummy o de los extremos aceptables es recomendable utilizar la metodología de cluster (conglomerado) Aumentar el grado de similitud entre las empresas conforme la

Ley, eliminando la subjetividad, mediante el uso de más de un indicador (INDIS) tales como:

- Tamaño medio de los clientes (MW/clientes),
- El porcentaje de la demanda de grandes clientes,
- El porcentaje de red subterránea o
- Las variables en términos absolutos (Demanda máxima, cantidad de clientes, km MT).

Este método fue utilizado en Nicaragua en donde se sustentó niveles de pérdidas no técnicas entre 7% y 8%.

Otro método de análisis es el "random effect" que permite relacionar las variables de las empresas de la FERC con las variables de países latinoamericanos tales como Argentina y Brasil.

En el artículo 103 de la Ley 6, se establece que las empresas modelo, deben ser. "...empresas reales similares...". Lo que implica que los mercados abastecidos por todas ellas, sean también mercados socio-económicamente comparables.

Adicionalmente y enmarcado en lo anterior, ELEKTRA solicita que se adecue el procedimiento de cálculo del porcentaje de pérdidas de energía a los fines de incluir las diferencias que pudieran existir en los porcentajes de pérdidas no técnicas entre las empresas modelo y las empresas distribuidoras.

Solicitan que se modifique la fórmula del porcentaje de las pérdidas de energía de la empresa respecto de la energía total ingresada, para que se lea así:

$$PD, \% = \frac{\sum_j EP_{i,j}}{\sum_j MWhD_{i,j}} + \%PRNT$$

"%PRNT, es el % de pérdidas no técnicas reconocidas por homologación de mercados. El %PRNT se determinará a partir estudios específicos que consideren las diferentes condiciones culturales y socioeconómicas que existen entre los mercados en los que operan las empresas modelo y el mercado donde operan las empresas panameñas."

Tal como indicamos anteriormente, la ecuación (6) empleada para calcular las pérdidas eficientes de energía, no permite determinar de manera adecuada las pérdidas eficientes de las empresas distribuidoras de Panamá, dado que las mismas no dependen solamente de la energía demandada sino que es afectada por aspectos socioeconómicos.

Por lo tanto, de emplearse la ecuación de pérdidas tal como ha sido propuesta, las pérdidas eficientes de energía para cada área representativa sólo incluirán implícitamente el porcentaje de pérdidas técnicas de las empresas modelo. Sin embargo, el porcentaje de pérdidas no técnicas eficientes en cada área representativa en Panamá puede ser mayor debido a condiciones socioeconómicas y legales que se encuentran fuera del control de las empresas distribuidoras de Panamá y que deben ser reconocidas.

En general los Entes Reguladores latinoamericanos reconocen un nivel de pérdidas comerciales, como parte de las pérdidas eficientes. Tal es el caso de Nicaragua en donde el Ente Regulador reconoció entre 7% y 8% de pérdidas no técnicas.

ANÁLISIS

Cabe indicar que los aspectos señalados en relación con la selección de las empresas comparadoras ya fueron analizados en comentarios anteriores.

En particular la ecuación de eficiencia prevista en el Artículo 408 es suficientemente general para adaptarse bien a condiciones diversas. El concepto para el uso de la variable Dummy y el de criterios aceptables es el mismo. En definitiva al utilizar la variable Dummy la decisión respecto del valor para que la misma valga "0" ó "1" es subjetivo, e idéntico, al de extremos aceptables.

Por otro lado, deben observarse dos cuestiones prácticas. Los niveles de pérdidas reales informados por las empresas están bastante próximos a los eficientes reconocidos y, en un caso, aún inferiores. Por otro lado, no debe perderse de vista que el objetivo de toda acción del regulador es introducir una señal conducente a orientar el comportamiento del monopolio hacia la solución óptima más eficiente. En este marco el valor de pérdidas es más una señal que un reconocimiento de las pérdidas reales, siempre dentro de un marco de razonabilidad.

Respecto de las pérdidas no técnicas si bien es cierto que sobre las mismas influye mucho el nivel socioeconómico y cultural del mercado, no es menos cierto que la gestión de la empresa tiene una influencia principal.

El reconocimiento de un nivel de pérdidas adicional al que resulta de las ecuaciones de eficiencia supondría admitir que en las empresas comparadoras las pérdidas no técnicas son nulas, lo cual no es cierto. Las pérdidas no técnicas no son solo hurto. También se incorporan a las mismas, errores de medición, fallas del sistema, etc.

Por otro lado, si bien es cierto que el nivel de hurto es dependiente de las condiciones socioeconómicas y legales imperantes, existen sobrados ejemplos que muestran que, ante igual situación socioeconómica, una adecuada gestión empresarial puede reducir sustancialmente las pérdidas no técnicas. Dado que uno de los objetivos de la regulación es, a partir de los costos y pérdidas reconocidos, dar una señal que oriente a la empresa distribuidora hacia la eficiencia, tales costos y pérdidas no deben necesariamente ser iguales a los costos y pérdidas reales que enfrenta el distribuidor. Todo depende de la eficiencia de su gestión.

En base a lo anterior el Ente Regulador considera que la ecuación propuesta para estimar las pérdidas es razonablemente adecuada para estimar las mismas.

11.22. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA comentan respecto al artículo 408 propuesto que "Se establece una nueva fórmula de pérdidas de energía. Preguntamos al Ente Regulador: ¿A quién ofrece ventaja el uso de esta nueva fórmula?; ¿Será a las empresas eléctricas o al usuario?"

ANÁLISIS

No se trata de una nueva fórmula, es similar a la utilizada en el régimen tarifario actual. La diferencia está en la forma en que se consideran las empresas de la

FERC para efectos de cuales integran la comparación y cuáles no. El objetivo de la misma es exigir mayor eficiencia a las empresas distribuidoras, a través de la mejora de los servicios en beneficio de los clientes.

11.23. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 408 de la propuesta, relacionado con las ecuaciones de pérdidas eficientes de energía sea eliminado.

Indican que las pérdidas de energía son un fenómeno muy complejo que no pueden ser representadas adecuadamente por una ecuación tan simple como la propuesta por Ente Regulador, ya que dependen de una gran cantidad de variables, tales como: Niveles de tensión utilizados, Distribución de las cargas por nivel de tensión, Factor de carga de la demanda de los clientes, Relación entre longitud de líneas y cantidad de las mismas, Relación entre longitud de líneas y demanda máxima de cada una de ellas, Relación entre longitud de líneas y cantidad de cargas en cada una de ellas, Grado de uniformidad de distribución de cargas a lo largo de las líneas, Grado de uniformidad de la intensidad de cargas entre los clientes, Relación entre potencia de los transformadores y cantidad de cada uno de ellos, Relación entre potencia de los transformadores y demanda en cada uno de ellos, Costo de la energía, lo que define la relación entre el costo de las pérdidas y el costo de capital de la red.

Señalan que por otra parte, la determinación de pérdidas de energía por medio de ecuaciones de eficiencia obtenidas de empresas de países distintos a Panamá, no incluyen el efecto de la realidad socioeconómica de Panamá, donde existen barrios marginales donde hay un fraude generalizado. En estos casos, en aras de evitar conflictos sociales, las empresas distribuidoras no interrumpen el servicio a los usuarios en fraude. Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas, la aplicación de la ecuación de eficiencia de pérdidas propuesta por el Ente Regulador viola la Ley, ya que ella establece que "El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras"; por lo tanto, si se toman empresas con entornos sociales diferentes al de Panamá, las empresas comparadoras no serán similares, tal como lo indica la Ley.

ANÁLISIS

El comentario respecto de la dependencia de las pérdidas con características constructivas del sistema y de la demanda es cierto y responde a principios físicos elementales de funcionamiento del sistema.

Respecto de las pérdidas reconocidas deben observarse dos cuestiones prácticas. Los niveles de pérdidas reales informados por las empresas están bastante próximos a los eficientes reconocidos y, en un caso, aún inferiores. Por otro lado, no debe perderse de vista que el objetivo de toda acción del Ente Regulador es introducir una señal conducente a orientar el comportamiento del monopolio hacia la solución óptima. En este marco el valor de pérdidas es más una señal que un reconocimiento de las pérdidas reales, siempre dentro de un marco de razonabilidad. Respecto de las pérdidas no técnicas si bien es cierto que sobre las mismas influye mucho el nivel socioeconómico y cultural del mercado, no es menos cierto que la gestión de la empresa tiene una influencia principal.

En base a ello el Ente Regulador considera que el artículo 408 debe ser mantenido.

11.24. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Gustavo A. Bernal y Pedro Vásquez McKay han señalado que los valores de AD y ADM₁ utilizados para los cálculos en el artículo 412, se refieren al valor bruto de la base de capital de distribución. Esto surnado al artículo 312 (el Ente Regulador no afectará la libre decisión que tienen las distribuidoras en su Manejo de Activos), lleva a preguntar si los activos utilizados son totalmente necesarios para la operación del sistema, o si se está comprando equipo de tecnología muy avanzada para nuestros sistemas, aunque técnicamente se puedan justificar en papel estas compras por eficiencia. Ejemplo: Centros de despacho y control de energía de tecnología espacial, controles satelitales de equipos de distribución, tecnologías de punta no son aplicable de inmediato en nuestros sistemas, etc. Estas inversiones están cobrando rentabilidad a la tasa fijada por el Ente Regulador y no a la tasa comercial bancaria que es muy inferior a la del Ente Regulador.

ANÁLISIS

El proceso de fijación de los activos consiste en determinar, partiendo de los activos eficientes en distribución y comercialización reconocidos a la empresa distribuidora al principio del periodo tarifario anterior, cuales son los activos reconocidos al inicio del nuevo periodo tarifario. Para ello las inversiones realmente realizadas se reconocen solo si son técnicamente necesarias y económicamente eficientes. Cualquier tecnología se puede utilizar en los sistemas de distribución de Panamá en la medida que los mismos resulten técnica y económicamente justificados.

Respecto al comentario sobre la rentabilidad, efectivamente los activos netos con que cuenta la empresa distribuidora, tal como lo prevé la Ley, generan una rentabilidad según la tasa fijada por el Ente Regulador en el estudio tarifario. La fijación de esta tasa sigue estrictamente los lineamientos de la Ley 6 en su artículo 103.

11.25. COMENTARIO

ELEKTRA señala que al artículo 412, literal "c" de la propuesta se debe agregar el siguiente párrafo:

"El Ente Regulador hará un estimado hasta Junio del 2006, basado en la ejecución del último año, de todas las inversiones propias de la actividad del distribuidor y que no correspondan a proyectos mayores ni estén registradas en las construcciones en procesos, tales como líneas de conexión, el desarrollo de la red de baja tensión, etc."

Basa su solicitud en que la base de capital debe ser al 30 de junio del 2006. Para ello, es necesario estimar no sólo la inversión asociada a los proyectos mayores, sino también la inversión en obras menores como acometidas y desarrollo de red en Baja Tensión, que el distribuidor realiza de forma continua pero que no es registrada ni como proyecto mayor, ni como construcción en proceso.

Sobre este mismo aspecto EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 412 de la propuesta, relacionado con el IMP por la actividad de distribución se modifique el literal "c", acápite (iii) y en el artículo 414 se modifique el literal "b", acápite (iii) relacionado con la actividad de comercialización, para que queden así:

“Que las instalaciones que estén en operación o que entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de la obra se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no están en proceso de construcción y no están registradas en la contabilidad, pero que entrarán en operación comercial antes de julio de 2006, las empresas distribuidoras presentarán al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación. El Ente Regulador se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva de las obras.”

Fundamenta su solicitud indicando que hay obras, como por ejemplo, los nuevos suministros, que requieren obras y que entrarán en operación entre enero a junio de 2006, que no están registrados en la contabilidad, ni como construcciones en proceso, por lo que ninguna firma de auditores certificará estas obras. Para estos casos, las empresas distribuidora deberán presentar al Ente Regulador un detalle de las obras que entrarán en operación durante el período de enero a junio, con la debida sustentación.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera razonable el comentario y el mismo será incorporado modificando el acápite (iii), de los artículos 412, literal c) y 414, literal b) de la siguiente manera:

(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 al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. El Ente Regulador se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.”

11.26. COMENTARIO

La FEDAP señala con respecto al artículo 412 y 414, que el Ente Regulador debe fiscalizar y cerciorarse de la existencia y costo de adquisición de todos los activos de las empresas a quienes se le ha dado en concesión el servicio público de electricidad y principalmente de aquellos activos que producen costos de depreciación que son utilizados en la base de las tarifas de los usuarios.

ANÁLISIS

El mecanismo establecido prevé, y así ha ocurrido en anteriores revisiones tarifarias, la verificación de la existencia de las inversiones declaradas así como su necesidad técnica y eficiencia económica. Adicionalmente existe un elemento de referencia como es la determinación de las inversiones óptimas reconocidas en la Revisión tarifaria anterior.

Cabe mencionar que el Ente Regulador ha implementado un sistema de información mediante la Resolución JD-4859 de 13 de agosto de 2004, relacionado con las inversiones que se realicen, el cual contempla la

incorporación de información sobre las características físicas y económicas de cada instalación. Adicionalmente, el Ente Regulador realiza inspecciones o auditorías de la existencia de las instalaciones, como lo sugieren los participantes.

11.27. COMENTARIO

ELEKTRA indica su oposición a que el Ente Regulador cambie la metodología de cálculo de la Base de Capital a remunerar establecida por la Ley 6 en el artículo 103, por lo que solicita la eliminación de los acápites (iv) y (v), literal "c", artículo 412.

Indica que según el artículo 103 de la Ley 6 la Base de Capital al inicio del período tarifario corresponde al valor en libros de los activos netos registrados por la empresa. El artículo 103 establece que:

El Ente debe estimar los activos fijos netos en operación para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias (01 de julio 2006 al 30 de junio 2010).

Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período (01 de julio 2006), bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período (01 de julio 2006 al 30 de junio 2010).

Indica que el supuesto de eficiencia económica se aplica a las inversiones futuras (01 de julio 2006 al 30 de junio 2010), en tanto que las pasadas deben tomarse de los asientos de los libros de contabilidad del concesionario a su valor (neto para la rentabilidad y bruto para las depreciaciones) al inicio del período (01 de julio 2006). Tal y como se hizo en el primer período tarifario (junio 1998 – julio 2002) en el que se partió del valor en libros.

Esta posición fue confirmada por el Ente Regulador en la Resolución JD-3245 de 18 de marzo de 2002 cuando señaló: "...el concepto de eficiencia es básicamente un criterio que mira hacia delante. Este criterio se opone a arrastrar errores del pasado, pues de esta manera se trasladaría hacia futuro una situación no óptima desde el punto de vista de la asignación. Este es un criterio económico básico que no se puede desconocer, no sólo desde el punto de vista teórico, sino porque se encuentra enmarcado en la regulación panameña..."

En un esquema de regulación indirecta donde el concesionario invierte según las señales del régimen de penalidades de su contrato de concesión, es lógico que el Ente Regulador, a la hora de validar inversiones futuras para calcular las nuevas tarifas se guíe por el criterio de eficiencia establecido en la Ley, con lo cual le brinda al concesionario las señales adecuadas para que "adapte" los activos de su sistema eléctrico. Pero de la Ley no surge –ni se puede interpretar– que se "estimen" las inversiones activadas durante los períodos previos, "a posteriori" de su ejecución. En ese sentido, el Estado a través del Ente Regulador no debe ni puede entrar a evaluar las características físicas de cada inversión realizada por la empresa porque eso sería intervenir directamente en la libre administración de la empresa.

Indican que la pretensión del Ente Regulador de definir "ex post" qué inversiones van a ser incluidas en la Base de Capital inicial –y cuáles no– implicaría mutar a

un régimen de regulación directa con inversiones eficientes obligatorias definidas por el Ente "ex ante" y penalidades al concesionario por no hacerlas, tal como es el caso de la regulación a ETESA.

La valoración por parte del Ente Regulador de la eficiencia de las inversiones registradas en los libros de la empresa vulnera el principio de Suficiencia Financiera, en la medida que la empresa no va a recuperar la totalidad de sus inversiones a través de la tarifa.

ANÁLISIS

ELEKTRA, está haciendo una interpretación incorrecta del artículo 103 de la Ley 6, ya que si bien esta hace referencia a que se deben utilizar los activos netos registrados en los libros del concesionario, también hace referencia a que el Ente Regulador debe estimar los que se reconocerán en la Base de Capital bajo el supuesto de eficiencia, así:

"Artículo 103:

*...
Valor agregado de distribución. El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión:*

*.....
.....
La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que el Ente Regulador estime para el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del periodo, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el periodo." (El subrayado es nuestro).*

De ninguna manera se puede interpretar que previo al periodo tarifario la Ley prevea que el Ente Regulador debe estimar un monto para que se hagan inversiones eficientes y que, luego del mismo, deba aceptar sin más las que el Concesionario ejecutó. Un tratamiento de este tipo seguramente conduciría a una sobre inversión en activos, situación que la regulación tiene que evitar, especialmente en esquemas como el vigente en Panamá.

Esto conlleva la revisión "ex post" que señala Elektra, con la particularidad de que en el caso de la actividad de distribución la Ley 6 solo señala la verificación posterior y establece que en el caso de transmisión además debe previamente aprobar el plan de expansión.

Respecto al comentario de Elektra referente a lo indicado por el Ente Regulador en la Resolución JD-3245, cabe señalar que lo expresado hacía referencia a un tema distinto, no obstante, precisamente si lo aplicamos a la evaluación de la Base de Capital tendría que interpretarse que aquellas inversiones que se suponía la empresa debía ejecutarlas en forma eficiente y resulta que fueron realizadas ineficientemente causando un costo mayor, no tiene porqué trasladarse ese costo hacia los periodos futuros.

En función de ello, el Ente Regulador considera conveniente mantener los acápite (iv) y (v) del literal c) del artículo 412.

11.28. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el acápite (iv), literal "b", artículo 412 (similar explicación para el artículo 414) de la propuesta, en razón de que la experiencia de la última revisión tarifaria es prueba del riesgo al que se enfrenta la empresa. En esa ocasión el resultado de la evaluación de la eficiencia económica de las inversiones que hizo el Ente Regulador fue completamente desfavorable para la empresa. El Ente Regulador determinó un factor de ajuste por supuesta ineficiencia en las inversiones de 25%, lo que representó una reducción de la base de capital registrada en libros de \$20 millones. El efecto de esta reducción fue un IMP aprobado menor en más de \$8 millones.

Señala la empresa que es interesante que en la evaluación que hizo el Ente Regulador, las supuestas ineficiencias detectadas en la inversión fueron absorbidas 100% por la empresa; no obstante, las eficiencias adicionales logradas no se le reconoció nada a la empresa, cuando las mismas debieron ser distribuidas entre la empresa y los clientes.

Indica que para eliminar el riesgo de que no se reconozca el 100% de las inversiones de la empresa sería conveniente que el Ente Regulador considerara la posibilidad de aprobar el presupuesto de inversiones de la empresa para cada año del período tarifario con sus correspondientes costos, de forma que se asegure que las inversiones que la empresa realice sean las apropiadas con costos eficientes, tal como se hace con la Empresa de Transmisión Eléctrica.

No obstante, lo anteriormente expuesto, si el Ente Regulador mantuviera su posición de no respetar la metodología de cálculo de la Base de Capital a remunerar establecida por la Ley 6 en el artículo 103 y decide llevar adelante su propuesta, ELEKTRA considera necesario modificar la redacción de los acápites (iv) y (v) de la siguiente manera:

"Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre de 2001 que se consideran eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que se determine en base a la metodología aplicada en los estudios tarifarios del periodo anterior. En la determinación de los activos eficiente, se utilizarán los activos efectivamente registrados al 30 de junio del 2002 y el detalle de las adiciones físicas realizadas por las distribuidoras. 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 e 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a valor en libros."

Fundamenta esta solicitud de cambio en los siguientes elementos:

No considerar para la evaluación los contratos gestionados por el IRHE: El Ente Regulador evaluó la eficiencia de las inversiones contratadas durante la administración del IRHE pero que fueron finalizadas y por ende capitalizadas durante la gestión de ELEKTRA. Estas inversiones no debieron ser evaluadas en la medida que Elektra sólo honró el cumplimiento de contratos previamente

establecidos. Este error no se puede obviar en la medida que afecta de forma importante la suficiencia financiera de la empresa por lo que el valor reconocido en la revisión anterior debe ser revisado (ver Anexo 1, en el que se presenta la sustentación y el monto de la afectación).

Revisar la comparación de costos internacionales: Si bien es cierto que el Ente Regulador utilizó la información disponible en ese momento para hacer sus estimaciones de precios, en muchos casos, los costos internacionales utilizados en las comparaciones de eficiencia no corresponden con el diseño y características de las obras capitalizadas con las que fueron comparadas. Este error no se puede obviar en la medida que afecta de forma importante la suficiencia financiera de la empresa por lo que el valor reconocido en la revisión anterior debe ser revisado (ver Anexo 1, en el que se presenta la sustentación y el monto de la afectación).

ANÁLISIS

Se debe aclarar que el comentario de Elektra se refiere al acápite (iv), literal "c", artículo 412 y acápite (iv), literal "b" del artículo 414.

No se puede aceptar la solicitud de Elektra relacionada con la forma en que se calculó y midió el factor de ajuste a las inversiones, toda vez que las mismas fueron objeto de atención en la revisión tarifaria anterior, específicamente en la Resolución JD-3230 del 5 de marzo de 2002. Además, hemos revisado los comentarios presentados por Elektra y no aparece el mencionado Anexo 1, en el que se presenta la sustentación y el monto de la afectación.

Sobre la consideración de que el Ente Regulador apruebe el plan de expansión de distribución, reiteramos que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 solo señala esta aprobación en el caso de la actividad de transmisión.

Respecto de la solicitud de que se les permita la apropiación de los incrementos de eficiencia, no es correcta la interpretación de Elektra puesto que, bajo el esquema actual, la empresa retiene el 100% de los incrementos logrados durante el periodo. También se hace cargo del 100% de sus ineficiencias las cuales no se puede pretender sean transferidas a los clientes en el siguiente periodo tarifario.

Sobre la solicitud de que se modifique el acápite agregando que se incluya que "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, serán considerados a valor en libros", indicamos que se acepta la incorporación, dado que este concepto inclusive fue aceptado cuando se atendieron los recursos de reconsideración resueltos mediante las Resoluciones JD-3284 y JD-3285 de 22 de abril de 2002.

En el caso de Elektra específicamente, en el documento "Ingreso Máximo Permitido para la Empresa Elektra Noreste, S.A. para el periodo 2002-2006 – Metodología de Cálculo" se señala que no se aplica el factor de ineficiencia a las construcciones en proceso que venían del IRHE (B/27,171.702 según Estado Financiero de octubre de 1998). Esto se ve reflejado en los cálculos del IMP aprobado mediante la Resolución que atendió el recurso de reconsideración JD-3230 de 5 de marzo de 2002.

En función de ello el Ente Regulador considera conveniente mantener los acápites (iv) y (v) del literal c), modificando la redacción del acápite (iv) del literal c) del Artículo 412, a fin de no especificar una fecha dada e incorporar el tratamiento de los activos recibidos del IRHE, de la siguiente manera:

"(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 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) 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."

Adicionalmente, ello el Ente Regulador considera conveniente modificar el acápite (iv) del literal b) del Artículo 414, a fin de no especificar una fecha dada e incorporar el tratamiento de los activos recibidos del IRHE, de la siguiente manera:

"(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 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) 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."

11.29. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el artículo 412 (similar explicación para el artículo 414), acápite v de la propuesta. Señala que el Ente Regulador ya calificó las inversiones eficientes para el periodo tarifario (2002-2006) tanto como requerimiento técnico (en base al incremento en la demanda) como económico (en base a coeficientes de eficiencia) por lo tanto, no puede volver a calificar estas inversiones, menos de manera individual con lo cual se penaliza doblemente a la empresa.

Indica que el régimen tarifario establece un método para la determinación de las inversiones eficientes a realizar durante el período tarifario (ecuaciones de eficiencia) y es sobre el valor de estas inversiones que se determinan las tarifas. Por lo tanto, la empresa cuenta con los incentivos adecuados para acotar sus inversiones a los valores de inversión determinados para el próximo período tarifario. Por ello, no deberían objetarse las inversiones realizadas, si el monto efectivamente invertido resultara inferior al considerado eficiente en la revisión

anterior (es decir, si hubiera realizado inversiones menores a las preestablecidas y respetando los niveles de calidad especificados, en concordancia con la regulación por incentivos).

Señala ELEKTRA que en consecuencia, sólo podrían cuestionarse las inversiones que resulten:

Mayores a los valores de eficiencia determinados en la revisión anterior si el crecimiento de la demanda y número de clientes fue el previsto.

Mayores a los que resultan de calcular los valores eficientes a partir de la demanda y número de clientes real si éstos fueran mayores a los previstos.

Por estas razones solicitan se modifique el acápite (v) para que se lea así:

“Cuando los activos asentados en libros e incorporados durante el período tarifario anterior excedan el monto reconocido como Inversión Eficiente en la revisión tarifaria anterior, el Ente Regulador podrá evaluar su pertinencia. En este caso el Ente Regulador reconocerá las inversiones debidas a una demanda y número de clientes superior a las previstas en la revisión tarifaria anterior”.

ANÁLISIS

El comentario de Elektra es correcto en cuanto a que el Ente Regulador ya calificó la Base Bruta y Neta eficientes para el inicio del período tarifario anterior y estimó las inversiones a realizar durante el período bajo una proyección dada de evolución de la demanda y clientes.

No obstante, respecto a tales inversiones la empresa ha debido realizar una gestión y ejecución eficiente de la expansión del sistema de distribución y comercialización, siguiendo el incentivo regulatorio que busca el uso eficiente de los recursos y guiada por su objetivo de maximizar beneficios.

Dado que al inicio del período las inversiones son estimadas, resulta necesario que una vez transcurrido el período, el Ente Regulador deba evaluar las inversiones realizadas en cuanto a su eficiencia, a la luz de la evolución real de la demanda y clientes, a fin de fijar el nuevo valor de los activos, independientemente de si estos son mayores o menores a los permitidos en el cálculo del IMP y en cada caso juzgar la pertinencia técnica y económica de los mismos.

Que en su fundamento Elektra cuestiona y sugiere al Ente Regulador el mecanismo que debe seguir para analizar las inversiones realizadas, no obstante este proceso se realizará en otra etapa, para la cual tendrá la oportunidad de comentar y expresar su criterio.

Por lo expuesto, el Ente Regulador considera que el acápite (v) de los Artículos 412, literal c) y 414, literal b) no debe ser modificado como se solicitó.

11.30. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 412 de la propuesta, relacionado con el IMP por la actividad de distribución se modifique el literal “c”, acápite (iv) y en el artículo 414 se modifique el literal “b”, acápite (iv) relacionado con la actividad de comercialización, para que queden así:

“Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre de 2001 se consideran eficientes para la determinación de BCD_{t-1} . Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros, sin incluir los aportes por la tabla de costos por metro lineal y los activos transferidos de la ARI no serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora para efecto de la rentabilidad.”

Fundamenta su solicitud indicando que este numeral tergiversa lo dispuesto en el artículo 103 de la Ley que dice textualmente:

“La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que el Ente Regulador estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período”.

Indica que del texto anterior, se lee directamente (no es que se interprete) que lo que el Ente Regulador debe estimar bajo el supuesto de eficiencia económica, son las inversiones que el concesionario haga durante el período y no las que hizo antes del inicio del período tarifario. Por lo tanto, se deben reconocer los activos en operación al inicio del período tarifario, estimando los activos durante el período, a partir de las inversiones bajo el supuesto de eficiencia económica que haga el concesionario. Los activos a ser considerados deben ser los asentados en libros al 31 de diciembre de 2001, tal como lo establece la Ley 6 de 1997.

EDEMET-EDECHI solicita además que el artículo 412 de la propuesta, relacionado con el IMP por la actividad de distribución se modifique el literal “c”, acápite (vi) y en el artículo 414 se modifique el literal “b”, acápite (vi) relacionado con la actividad de comercialización, para que queden así:

“Que los activos que resultan de aportes de terceros (excluyendo los aportes reembolsables, que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras) y donaciones, salvo los transferidos por la ARI, hechas con posterioridad a 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 las empresas distribuidoras reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia. Los recibidos con posterioridad a 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.”

Fundamenta su solicitud indicando que los activos transferidos de la Autoridad de la Región Interoceánica tienen que ser reconocidos al 100% ya que el Contrato de Concesión establece la transferencia de estos activos que no fueron construidos por la concesionaria, pero que se están en la obligación de aceptarlos sin pedir ninguna modificación y estos activos fueron considerados como parte del proceso de compra de acciones de las empresas de distribuidoras. La transferencia de activos de la ARI o de la ACP aún no ha terminado y esto puede durar hasta el fin de la concesión, por lo que no se puede establecer como límite los activos transferidos hasta la fecha de inicio de la concesión. No hay motivo para excluir

activos que se pondrán en operación antes del 1 de julio de 2006, sean donados o no. Corresponde realizar una estimación de su valor. De lo contrario, la empresa corre el riesgo que no se los incluya para el siguiente estudio tarifario.

En adición a ello, los activos resultantes de aportes de terceros correspondientes a la contribución por metro lineal de los clientes ubicados a más de 100 metros de las líneas existentes, tal como lo prevén los pliegos tarifarios actuales, tienen que ser reconocidos totalmente, no solamente se les aplicará la tasa de depreciación sino también la tasa de rentabilidad, ya que esta contribución sólo contemplaba el retraso en el reconocimiento de los activos para el siguiente período tarifario, siendo que los activos fueron inversiones hechas por la distribuidora. Indica que de igual forma, hay muchos activos que se realizaron como consecuencia de contratos suscritos por el IRHE y que a la Empresa Distribuidora lo único que le correspondió fue respetar el contrato y pagar lo establecido en el mismo.

ANÁLISIS

En cuanto a la consideración del contenido del acápite (iv) de los artículos 412 literal "c" y 414 literal "b", valen los análisis realizados al comentario 11.29 de ELEKTRA en el cual se propuso modificar el mismo tal como allí fue expresado.

Respecto de la propuesta de modificación del acápite (vi) de los literales "c" del artículo 412 y "b" del artículo 414, el Ente Regulador considera que los activos recibidos en concepto de donaciones o transferencias posteriores al 31 de octubre de 1998 deben todos recibir el mismo tratamiento. Solo a los activos donados por la ARI o la ACP que hubiesen sido recibidos por la empresa antes del 31 de octubre de 1998, se les reconoce rentabilidad y depreciación, ya que ese valor fue capitalizado por la empresa previamente a la venta de acciones. La empresa que compró las acciones de las empresas de distribución, pagó un valor considerando que las mismas habían sido capitalizadas y tomadas en cuenta al momento de determinar la tarifa de ese período (julio 1998-junio 2002). Ese criterio se ha mantenido y se mantiene en el Régimen propuesto.

No obstante, los activos recibidos después de 1998 y en virtud de que existía una regla que reconocía esta depreciación, se les reconoce la depreciación hasta diciembre de 2005, sin embargo y debido a que la empresa no ha hecho ninguna inversión o esfuerzo económico por las mismas, no se les reconocerá la depreciación ni rentabilidad a partir del 1° de enero de 2006. Por lo tanto, no es aceptada esta solicitud de modificación.

La solicitud relacionada con el caso de los aportes reembolsables y no reembolsables realizados por los clientes o promotores, que siguen el criterio establecido en la Tabla de Costos por Metro Lineal, el Ente Regulador la ha analizado encontrando que es correcto, por lo que se modificará el acápite (vi) de los literales "c" del artículo 412 y "b" del artículo 414, para que diga

"(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 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."

11.31. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 412 de la propuesta, relacionado con el IMP por la actividad de distribución se modifique el literal "c", acápite (v) y en el artículo 414 se modifique el literal "b", acápite (v) relacionado con la actividad de comercialización, para que queden así:

"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 el Ente Regulador auditará los mismos, las justificaciones de su incorporación y sus costos unitarios a partir de los procesos de adquisición e instalación de las empresas distribuidoras."

Señala EDEMET-EDECHI que en el Reglamento de Transmisión el Ente Regulador estableció como costos eficientes los precios de mercado obtenidos a través de concursos o licitaciones. Esto mismo ocurre en la actividad de distribución y comercialización, ya que el precio de mercado lo determina el precio más bajo que se obtenga en un concurso o licitación. La distribuidora no puede exigirles a los contratistas que lo hagan al precio internacional, ya que la realidad el mercado panameño puede ser diferente a la de otros mercados. Si el precio de mercado es considerado eficiente para la Empresa de Transmisión, sería un trato discriminatorio establecer que no lo es para las empresas de distribución que operan en el mismo mercado. Debido a que entre distintos países, existen diferencias en el costo de la mano de obra, materiales, tasas arancelarias, fletes para la importación de bienes, etc.; los costos unitarios de los activos incorporados durante el último período tarifario no pueden validarse por una comparación internacional, sino por una auditoría de costos locales. La potestad del Ente Regulador de auditar los activos asentados en libros, no se contrapone con su obligación de reconocerlos según su valor de origen al inicio del período. La auditoría tiene por objeto verificar que lo que está asentado en libros es correcto y no está distorsionado, por ejemplo, por activos fuera de la operación o por contrataciones con costos excesivos a los del mercado.

ANÁLISIS

El Ente Regulador ha evaluado las observaciones de la empresa, más no se acepta la sugerencia, toda vez que existen algunas diferencias marcadas en la propia Ley entre la actividad de transmisión y la de distribución, como son entre otras que las expansiones del sistema de transmisión previa a ser ejecutadas requieren de la aprobación del Ente Regulador, la empresa de transmisión es de propiedad del Estado y no tiene posibilidades de tener filiales que realicen labores de construcción.

La comparación internacional de costos evidentemente incluye a los costos locales. Por otro lado, cuando se refieren a costos de otros mercados se entiende que no son comparaciones directas sino contemplando adecuadamente las diferentes realidades en cuanto a costos de Mano de Obra, materiales, etc.

Además existe evidencia, tanto en Panamá como en otros mercados, que algunos contratistas pertenecen al mismo grupo económico que la empresa distribuidora,

lo cual obliga a tomar precauciones especiales a la hora de evaluar los costos y no puede tomarse como base de comparación solo a los procesos de adquisición de la propia empresa.

Por las razones expuestas el Ente Regulador mantendrá la redacción original.

11.32. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el artículo 412, literal "c" acápite (vi), ya que no están de acuerdo con que no se permita recuperar depreciación para los activos recibidos por aportes de terceros y donaciones con posterioridad al 31 de diciembre de 2005 bajo ningún concepto. Solicita se mantenga el texto vigente en la actualidad.

Indica que de no permitirse recuperar depreciación por aquellos activos recibidos por aportes de terceros y donaciones con posterioridad al 31 de diciembre de 2005, las empresas de distribución no contarán con los fondos necesarios para reemplazarlos si les correspondiera realizar el reemplazo al final de su vida útil. Por el contrario, estos activos generarán mayores costos de mantenimiento una vez superada su vida útil, los cuales no son considerados dentro de los costos eficientes. Por lo tanto, en cualquiera de los casos (ya sea que deba reemplazar el activo o mantenerlo en funcionamiento una vez completada su vida útil) se verá afectada la suficiencia financiera de la empresa de distribución (criterio priorizado en el artículo 97 de la Ley 6).

ANÁLISIS

El Ente Regulador ha evaluado los comentarios, no obstante, es preciso mantener el criterio, toda vez que solo debe haber un reconocimiento de rentabilidad y depreciación cuando la empresa efectivamente ha utilizado su capital para realizar dichas inversiones.

Cuando los activos son recibidos por aportes de terceros y donación no corresponde reconocimiento de rentabilidad y depreciación. El concepto mencionado de que se debe percibir depreciaciones a fin de integrar el capital necesario para cuando tenga que renovarla no es válido pues, llegado el momento de la renovación los clientes y demandas involucrados integrarán el mercado y darán lugar a los ingresos necesarios.

El comentario respecto de un exceso de costos de operación y mantenimiento una vez superada la vida útil de la inversión, es un problema propio de la distribuidora pues en esa etapa ella debería optar por renovar la instalación, lo cual está contemplado en los costos reconocidos.

No obstante el Ente Regulador considera conveniente modificar la redacción por el concepto de los aportes no reembolsables que son producto de la "Tabla de Costos Unitarios por Metro Lineal" tal como fue propuesto en el análisis del comentario 11.30.

11.33. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay, Gustavo A. Bernal y la SPIA han señalado que los activos que han sido producto de aportes de terceros son considerados como activos propios de la distribuidora. Indica que hay que aclarar si estos activos están sujetos a rentabilidad y depreciación por parte de las distribuidoras.

ANÁLISIS

La propuesta de RDC establece el tratamiento al aporte de terceros y en cada caso tiene un tratamiento particular:

- Si el aporte de terceros lo es en concepto de aportes reembolsables, los activos relacionados se contabilizan como propios de la distribuidora y están sujetos a depreciación y rentabilidad,
- Si el aporte de terceros lo es en concepto de aportes no reembolsables y este aporte está determinado de modo de cubrir los gastos de Operación y Mantenimiento, amortizaciones y rentabilidad entre el momento de entrada de la obra y el inicio del siguiente periodo tarifario, corresponde que a partir del mismo la distribuidora perciba todos los conceptos como si se tratase de una inversión propia, teniendo en cuenta la fecha real de entrada en servicio de la instalación,
- Si el aporte es una donación, la propuesta de RDC indica el tratamiento a dar según la misma sea anterior al 31 de diciembre de 2005, están sujetos a depreciación pero no a rentabilidad o; posterior a esa fecha, no se reconoce sobre los mismos depreciación ni rentabilidad. Esta diferenciación se hace toda vez que existía una regla que reconocía esta depreciación, de manera que si la medida se toma retroactivamente afectaría decisiones tomadas por terceros, como por ejemplo la Oficina de Electrificación Rural, o clientes en particular.

11.34. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el último párrafo del artículo 412 y en el 414, así:

“ AD_{i-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores actuales de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ del último año tarifario del período anterior”.

Fundamenta su solicitud indicando que los pronósticos son procesos dinámicos que deben ser revisados en el tiempo. Las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, fueron estimadas en el año 2001 y difieren de manera importante de las cifras reales resultantes. Además, en estas estimaciones se incorporan supuestos tales como el transporte de potencia y energía de la distribuidora EDEMET a través de la red de Elektra, situación que no se va a dar para el periodo tarifario que se analiza.

ANÁLISIS

La redacción a que se hace referencia no está orientada a utilizar los valores previstos en el proceso tarifario anterior, sino a que, al momento de calcular el Ingreso Máximo permitido (IMP) los valores del último año tarifario no se conocen en su totalidad y por lo tanto, resulta necesario usar una estimación. A fin de tener en cuenta el comentario se reemplazará el párrafo por el siguiente:

“ AD_{i-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 periodo anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación”.

11.35. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 413 de la propuesta, relacionado con el Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD), a efectos de que donde dice que para el cálculo del costo monómico (CMMt) se debe utilizar la información de corto mediano plazo de las proyecciones de ETESA, se reemplace a ETESA por el CND.

Fundamenta su solicitud indicando que el CND es el responsable de proyectar los costos de abastecimiento en el corto y mediano plazo. En tanto que ETESA realiza proyecciones de largo plazo que no aplicarían para el cálculo del valor de las pérdidas reconocidas, en los próximos cuatro años, de las empresas distribuidoras.

Sobre este mismo artículo 413 ELEKTRA indica que los costos del mercado mayorista para los siguientes dos años son determinados por el CND y representan el despacho de las plantas. Los costos determinados por ETESA son costos indicativos para planeamiento de más largo plazo. La diferencia entre los costos determinados por el CND comparados con los costos determinados por ETESA representa diferencias sustanciales que afectarían la suficiencia financiera de la distribuidora. Por lo que sugiere que al artículo 413 de la propuesta se modifique así:

"CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos) en el mercado mayorista, proyectada para el año t. Se debe utilizar la información de corto y mediano plazo de las proyecciones del CND y de largo plazo de las proyecciones de ETESA."

ANÁLISIS

Considerando que la información requerida para el cálculo del costo monómico está en un horizonte de 4 años, es más conveniente utilizar la información de las proyecciones del CND, ya que utiliza en sus proyecciones variables operativas e información de despacho, que en el mediano plazo resultan en proyecciones con un mayor nivel de certeza, se procederá a reemplazar el párrafo por el siguiente:

"CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos) en el mercado mayorista, proyectada para el año t. Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND."

11.36. COMENTARIO

ELEKTRA indica que la base de capital debe ser al 30 de junio del 2006. Indica que para ello es necesario estimar no sólo la inversión asociada a los proyectos mayores, sino también la inversión en obras menores como acometidas y desarrollo de red en Baja Tensión, que el distribuidor realiza de forma continua, pero que no es registrada ni como proyecto mayor, ni como construcción en proceso. Por ello solicita que se agregue al artículo 414, literal "b" acápite (iii), el siguiente párrafo:

"El Ente Regulador hará un estimado hasta Junio del 2006, basado en la ejecución del último año, de todas las inversiones propias de la actividad del

distribuidor y que no correspondan a proyectos mayores ni estén registrados en construcciones en procesos, tales como, acometidas, instalaciones de medidores, etc.”.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera razonable el comentario dada las características de estas inversiones menores, no obstante el reconocimiento de las mismas requerirá de la debida sustentación y evaluación previa a su reconocimiento. Esto ya fue atendido con la modificación presentada en el análisis del comentario 11.25.

11.37. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 416 de la propuesta, relacionado con el Ingreso Permitido por alumbrado público, se modifique el literal “a”, para que se sustituya el término costo eficiente por costo original y se lea así:

“a) Los activos fijos netos en operación a costo original al término del año 2005;”
Fundamenta su solicitud indicando que este numeral debe ser modificado porque según ellos tergiversa lo que dispuesto en el artículo 103 de la Ley.

ANÁLISIS

El criterio de aceptación de los activos netos en operación para el alumbrado público no puede diferir del aplicado a los costos de distribución y comercialización, por lo tanto, el término eficiente se considera pertinente.

11.38. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 416 de la propuesta, relacionado con el Ingreso Permitido por alumbrado público, se modifique el literal “b”, para que se incluya una excepción a los activos donados de la ARI de la restricción de recibir rentabilidad y se elimine la restricción de recibir reconocimiento de depreciación en los casos de aportes de terceros, así:

“b) Los activos que resultan de donaciones o aportes de terceros, salvo los de la ARI, deberán ser identificados a fin de no ser tenidos en cuenta en la rentabilidad.”

Señala que este numeral debe ser modificado para que los activos donados sean considerados para el cálculo de las depreciaciones. Los activos transferidos de la Autoridad de la Región Interoceánica tienen que ser reconocidos al 100%, ya que el Contrato de Concesión establece la transferencia de estos activos que no fueron construidos por la concesionaria, pero que están en la obligación de aceptarlos sin pedir ninguna modificación. La transferencia de activos de la ARI aún no ha terminado y esto puede durar hasta el fin de la concesión, por lo que no se puede establecer como límite los activos transferidos hasta la fecha de inicio de la concesión.

ANÁLISIS

Las explicaciones realizadas en este concepto son las mismas aplicadas en el caso de distribución y comercialización, en los comentarios 11.30 y 11.32 manteniéndose el criterio previsto en la propuesta de RDC.

El comentario se refiere al literal c) del artículo 416. Los activos recibidos en

concepto de donación a partir del 1 de enero de 2006 no deben considerarse para determinar depreciación ni rentabilidad pues, independientemente de quien provengan, la distribuidora no aportó capital para los mismos y, vencido su periodo de vida útil su renovación integrará los futuros planes de inversión de la distribuidora.

Respecto de los activos transferidos por la ARI o la ACP, hay que diferenciar según sea la fecha de transferencia. A los activos donados por la ARI o la ACP que hubiesen sido recibidos por la empresa antes del 31 de octubre de 1998, se les reconoce rentabilidad y depreciación, ya que ese valor fue capitalizado por la empresa previamente a la venta de acciones. La empresa que compró las acciones de las empresas de distribución, pagó un valor considerando que las mismas habían sido capitalizadas y tomadas en cuenta al momento de determinar la tarifa de ese periodo (julio 1998-junio 2002). Ese criterio se ha mantenido y se mantiene en el Régimen propuesto.

No obstante, los activos recibidos después de 1998 y en virtud de que existía una regla que reconocía esta depreciación, se les reconoce la depreciación hasta diciembre de 2005, sin embargo y debido a que la empresa no ha hecho ninguna inversión o esfuerzo económico por las mismas, no se les reconocerá la depreciación ni rentabilidad a partir del 1° de enero de 2006.

Con el propósito de mantener congruencia en el tratamiento a dar a los activos de distribución y de alumbrado público, se modificará el literal c) del artículo 416 para que diga:

"c) Los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, serán 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 a 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 que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras."

11.39. COMENTARIO

ELEKTRA indica que se modifique el texto del artículo 416, literal "c", a fin de permitir tener en cuenta la tasa de depreciación de los activos de alumbrado público resultantes de donaciones si deben ser reemplazados por las empresas distribuidoras al final de su vida útil. Señala que de no permitirse recuperar depreciación por aquellos activos recibidos por aportes de terceros y donaciones con posterioridad al 31 de diciembre de 2005, las empresas de distribución no contarán con los fondos necesarios para reemplazarlos si les correspondiera realizar el reemplazo al final de su vida útil. Por el contrario, estos activos generarán mayores costos de mantenimiento una vez superada su vida útil, los

cuales no son considerados dentro de los costos eficientes. Por lo tanto, en cualquiera de los casos (ya sea que deba reemplazar el activo o mantenerlo en funcionamiento una vez completada su vida útil) se verá afectada la suficiencia financiera de la empresa de distribución (criterio priorizado en el artículo 97 de la Ley 6).

ANÁLISIS

El análisis es similar al realizado para donaciones de activos de distribución. Dado que el aporte de capital para el activo no fue aportado por la distribuidora, no existe razón alguna para que esta recupere amortizaciones. Una vez el activo llegue al final de su vida útil la distribuidora debería reemplazarlo y a partir de allí corresponderá aplicar a esa inversión tanto amortización como rentabilidad.

A fin de mantener congruencia con lo establecido para los activos de distribución y comercialización se modificará el artículo 416, literal c) tal como fue propuesto en el análisis del comentario 11.38.

11.40. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 422 de la propuesta, relacionado con el ajuste al Ingreso Máximo Permitido cuando se utilizan los activos de la empresa en actividades no reguladas, sea eliminado. Señalan que la propuesta sobre ajustar el activo, es contrario a la Ley 6, ya que ésta dispone que deba ser reconocido el activo fijo neto en operación, y no menciona ningún factor de ajuste.

ANÁLISIS

No existe duda alguna que los activos a reconocer en las tarifas son aquellos dedicados a la prestación del servicio de distribución y comercialización. Por lo tanto, aquel activo que, total o parcialmente, la empresa lo destina a un negocio distinto no debe ser incluido en los cálculos tarifarios.

Es decir, tal y como lo señala la Ley las tarifas de distribución reconocen a la empresa distribuidora un ingreso por la actividad, que incluye un reconocimiento del capital invertido en las instalaciones eléctricas. Si la empresa sólo utilizara estas instalaciones para dar servicio a los clientes finales, la tarifa pagaría todas las instalaciones en servicio.

No obstante, como las empresas de distribución además le "alquilan estas instalaciones" a otras empresas para prestar otro servicio distinto al de la actividad propia de distribución, pagando por ese servicio, debe ser considerado dicho ingreso a efectos de ajustarlo en la proporción que no es utilizada para los clientes finales, ya que se estaría remunerando doblemente.

La metodología utilizada es para establecer que proporción de ese activo está siendo utilizado para otros propósitos diferentes a la actividad de distribución.

Dicha metodología, por lo explicado anteriormente, no es contraria a la Ley, ya que esta asegura que sean reconocidos los activos fijos netos efectivamente utilizados en la actividad de distribución.

En función de ello el artículo 422 se mantiene según la propuesta.

11.41. COMENTARIO

Florencio Barba Hart, señala que desea cuestionar el artículo 422, ya que no entiende la fórmula $FCBC = (IPT_0 / (ITP_0 + INR_0))$ y considera que tampoco la entiende la mayoría. Lo que sí entiende es que la empresa está desarrollando actividades no reguladas, ni relacionadas con la actividad eléctrica y los ingresos de dicha actividad no los ve reflejados en la disminución de las tarifas para los usuarios. Se refiere específicamente a la inserción de propaganda publicitaria dentro de los sobres eléctricos y pregunta cómo se ajusta esto en la factura.

ANÁLISIS

La fórmula del factor de corrección calcula qué porcentaje representan los ingresos por actividades no reguladas respecto del total de ingresos percibidos por la distribuidora. Luego ese factor se utiliza para ajustar la base de capital de distribución y comercialización.

Precisamente, la fórmula cuestionada por la empresa EDEMET-EDECHI en el considerando anterior, tiene como propósito evitar que las empresas ganen dos veces por el mismo bien sin un reconocimiento al usuario, tal como lo plantea el participante Barba Hart. El reconocimiento al usuario como consecuencia del ajuste a la base de capital queda incorporado a la tarifa final, por lo que no se puede observar como un elemento separado en la factura.

11.42. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA han preguntado sobre el artículo 422 de la propuesta ¿De qué manera incide este factor de corrección en las bases de capital calculadas?

ANÁLISIS

El factor de corrección incide en la base de capital, ya que es un factor cuyo valor será siempre menor o igual que 1.00. De la fórmula del factor de corrección resulta que de existir ingresos por actividades no reguladas, el factor reduce la base de capital. La incidencia dependerá de la magnitud del ingreso recibido por la empresa distribuidora por el "alquiler de instalaciones o bienes", es decir si el ingreso es pequeño en proporción al ingreso total el ajuste es menor o viceversa.

11.43. COMENTARIO

Señalan la Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA sobre el artículo 425, donde la opción de establecer tarifas se deja en manos de las distribuidoras, que se debe establecer un método que permita al Ente Regulador establecer tarifas que puedan parecer poco o nada no atractivas para las distribuidoras, como las empresas con cargas por temporadas, la que podría ser requerida por el Ente Regulador a las distribuidoras a petición de determinado grupo de usuarios interesados.

ANÁLISIS

En principio el régimen tarifario establece los lineamientos y metodología que debe seguir la empresa distribuidora para diseñar la estructura tarifaria. La estructura tarifaria debe ser neutra para la distribuidora, ya que en un paso previo se le ha fijado el Ingreso Máximo Permitido (IMP) por la parte

concerniente a su actividad y con cualquier estructura que proponga solo tiene permitido recuperar el referido ingreso aprobado. El Ente Regulador verifica esto y finalmente es quien aprueba o no las tarifas propuestas. Nunca está demás recordar en este punto que los costos a que dan origen los consumos de los clientes (en magnitud y modo de uso) deben ser cubiertos por las tarifas.

Se ha introducido en la propuesta de RDC un párrafo dándole la potestad al Ente Regulador para que pueda hacer modificaciones a las tarifas propuestas por las empresas distribuidoras, si estas no satisfacen los criterios y resultados esperados. En la última parte del artículo 428 a efectos de garantizarle al Ente Regulador dicha facultad dirá así:

"El Ente Regulador evaluará las propuestas de la empresa distribuidora y en caso de no estar de acuerdo, fijará pautas tendientes a definir los componentes de costos en los cargos tarifarios que podrán ser energizados y los porcentajes, incluyendo la posibilidad de subdivisión de las tarifas."

11.44. COMENTARIO

Víctor Carlos Urrutia G. sugiere que en los lineamientos generales para establecer la estructura tarifaria propuestos en la Sección XI.4.1., se incluya un numeral que requiera el acoplamiento debido o la consistencia entre las tarifas. Por ejemplo: un cliente servido con una tarifa de baja tensión sin demanda (BTS), con una demanda de 15 kW y un consumo de acuerdo a lo esperado en las curvas de caracterización de la demanda para este tipo de cliente, debe poder migrar a la tarifa de baja tensión con demanda (BTD), sin que eso represente un cambio significativo (menos de 1%) de su cuenta mensual.

Esto no solo evitaría una gran cantidad de problemas en las relaciones comerciales con los clientes, sino que también obliga a que las tarifas se ajusten mejor a la cobertura de los costos reales del servicio.

ANÁLISIS

Es práctica habitual en cualquier determinación de estructuras tarifarias prever que en los puntos de empalme entre tarifas estas resulten indiferente para un cliente con una modalidad de consumo medio. El Ente Regulador, durante el proceso de revisión de las tarifas presentadas por las empresas realiza tal verificación. En razón de ello se acepta la sugerencia de asegurarse que se cumpla con el principio de consistencia, incorporándolo al artículo 426 que se refiere a los principios generales, en el literal g, así:

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.

11.45. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que se agregue al final del acápite (i), literal "f", artículo 426 de la propuesta, relacionado con los criterios generales para establecer la estructura tarifaria, las palabras "o más", así:

"(i) Alta tensión: redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV) o más."

ANÁLISIS

En la actualidad no existen instalaciones de las distribuidoras con tensión superior a 115 kV. No obstante se modificará de acuerdo a la definición del Decreto 22 de 1998, quedando el punto redactado así:

"(i) Alta tensión: redes cuya tensión sea igual o superior a 115 kilovoltios (115 kV)."

11.46. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 426 literal "g", relacionado con los criterios generales para establecer la estructura tarifaria, se reduzca la restricción del cargo por demanda (para clientes con una demanda máxima mayor) de 15 kW a 10 kW. Fundamenta su solicitud en que es conveniente facturar los consumos de los clientes con medición de demanda máxima de potencia a la mayor cantidad de clientes posibles. Por ello, en la mayoría de los países de Latinoamérica, como se hacía también en Panamá, se mide la potencia a los clientes con demanda máxima mayor a 10 kW. La falta de medición de potencia en una categoría de clientes, genera la necesidad de calcular tarifas con Factores de Carga promedio de todos los clientes de dicha categoría.

Indica que como siempre, habrá clientes con Factores de Carga mayores y menores que el promedio, lo que lleva a que produzcan subsidios cruzados entre ellos. Teniendo en cuenta que los clientes residenciales con demanda máxima superior a 10 kW, son clientes de alto poder adquisitivo, si se aplicara la propuesta de Ente Regulador de no medir potencia a clientes con demanda inferior a 15 kW, se producirían, sin ningún sentido, subsidios cruzados entre clientes residenciales de alto poder adquisitivo.

ANÁLISIS

La solicitud de EDEMET- EDECHI de bajar la restricción de la demanda significa que se estaría incluyendo una mayor cantidad de clientes a pagar el cargo por demanda. El Ente Regulador considera que el límite propuesto es apropiado dada las características de consumo del mercado en Panamá, teniendo que los clientes que tienen demanda hasta 15 kW tienen características de consumo similares que permite agruparlos dentro de una tarifa sin cargo por demanda, (o sea incorporada o implícita), por lo que se mantiene la propuesta.

Las tarifas diseñadas con cargos por demanda y por energía, son utilizadas mundialmente. La utilización de tarifas con medición de demanda (potencia) es importante cuando la conjunción de magnitud, dispersión, cantidad y movilidad puede hacer que variaciones normales de demanda, o de clientes, influyan sobre las inversiones de la red. Esto puede suceder cualquiera sea el valor de demanda máxima dentro de un rango bastante amplio.

A nivel internacional, como por ejemplo en Argentina, El Salvador, Ecuador, Guatemala se encuentran casos de facturación simple hasta 10kW, 12kW, 15kW, 20kW, etc., estando el límite propuesto dentro de los valores usuales.

11.47. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 426 literal "h", relacionado con los criterios generales para establecer la estructura tarifaria, específicamente en los aspectos relacionados con la reglamentación para la opción de medidores prepago, se incluya un acápite (ii.7), que diga así:

"(ii.7) El procedimiento de penalización a quienes alteren o modifiquen las condiciones operativas de los medidores prepago."

Solicita que se añada este numeral, porque los medidores prepago que están al alcance de los consumidores podrían ser alterados para ser utilizados de forma fraudulenta, por lo cual deben existir las medidas regulatorias que sancionen a los clientes de modifiquen las condiciones operativas de dichos medidores.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que este es un aspecto que lo contempla el literal h acápite ii), toda vez que sería atendido como parte de la reglamentación que será aprobada para el uso de estos medidores y armonizada con las reglamentaciones vigentes.

11.48. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA ha indicado respecto al artículo 429, que la diferencia de carga debe ser utilizada para establecer nuevas tarifas que promuevan y beneficien el desarrollo de actividades para empresas cíclicas o de temporada como las de procesamiento de camarón, escuelas, ingenios, etc.

ANÁLISIS

El artículo 429 de la propuesta de RDC, permite que puedan establecerse tarifas para conjuntos de clientes que responden a patrones de consumo diferenciados, tal como lo sugiere el comentario.

11.49. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA han señalado que en el artículo 430 se introducen dos componentes nuevos de costos:

- d. Componentes de Costo por Transmisión
- e. Componentes de Costo por Pérdidas en transmisión

Anteriormente éstos se cobraban, en el texto no se aclara si es para separar y que se refleje de otra manera.

ANÁLISIS

Estos dos componentes ya formaban parte de la tarifa y los mismos se encontraban ubicados en la Parte II - Criterios Generales para Establecer la estructura Tarifaria en el numeral 1.1, definido como "costos de abastecimiento (transporte incluyendo sus pérdidas, generación (potencia y energía))" y en la propuesta actual segrega dichos componentes con el objetivo de facilitar el análisis de la información.

11.50. COMENTARIO

Pedro Vásquez McKay y la SPIA han señalado que respecto al artículo 431 que no ha podido encontrar qué es el IMP.

ANÁLISIS

Se encuentra definido en el artículo 410 de la propuesta de RDC.

El IMP es la sigla que se ha utilizado en la propuesta de RDC para abreviar el término Ingreso Máximo Permitido, aspecto desarrollado en el Capítulo XI.2 de la propuesta.

11.51. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 433, literal "c", en el cálculo del componente de costo por uso del sistema de distribución para la asignación por nivel de tensión se reemplace la metodología de costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) por una metodología basada en costos contables, así:

"c) Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:

La metodología para asignar costos por nivel de tensión basada en los costos contables es la siguiente:

- 1) Para cada año del período tarifario t , proyectar la evolución del Activo Fijo Bruto ($AFB_{j,t}$) de cada nivel de tensión j adicionando al $AFB_{j,t-1}$ las inversiones de cada año del nivel de tensión correspondiente. La expresión de cálculo es la siguiente: $AFB_{j,t} = AFB_{j,t-1} + ID_t \times AFB_{j,t-1} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t-1})$.
- 2) Para cada año del período tarifario t , proyectar la evolución del Activo Fijo Neto ($AFN_{j,t}$) de cada nivel de tensión j según la siguiente expresión:
 $AFN_{j,t} = AFN_{j,t-1} + ID_t \times AFB_{j,t-1} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t-1}) - DEP\%_j \times AFB_{j,t-1}$
- 3) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de capital del nivel de tensión j ($CK_{j,t}$) según la siguiente expresión: $CK_{j,t} = AFB_{j,t} \times DEP\%_j + AFN_{j,t-1} \times RR$
- 4) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de administración ($ADM_{j,t}$) del nivel de tensión j según la siguiente expresión: $ADM_{j,t} = ADM_t \times AFB_{j,t} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t})$.
- 5) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de operación y mantenimiento ($OM_{j,t}$) del nivel de tensión j según la siguiente expresión: $OM_{j,t} = OM_t \times AFB_{j,t} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t})$.
- 6) Para cada año del período tarifario t , calcular que el ingreso anual permitido del sistema de distribución ($IPSD_{j,t}$) de cada nivel de tensión según la siguiente expresión: $IPSD_{j,t} = CK_{j,t} + ADM_{j,t} + OM_{j,t}$.
- 7) Para cada año del período tarifario t , calcular $\text{sumatoria}_j(IPSD_{j,t})$.
- 8) Verificar la igualdad entre el valor presente de los ingresos anuales permitidos del sistema de distribución e IPSD.

Dado que el proceso descrito en los puntos anteriores consiste solamente en asignar los costos que determinan las ecuaciones de eficiencia a cada nivel de tensión, la sumatoria de los valores presentes de $IPSD_{j,t}$ será igual al Ingreso

Permitido del Sistema de Distribución (IPSD). (Nota: para que se verifique estrictamente la igualdad mencionada, se debe calcular $DEP\%_j$ de modo tal que su promedio ponderado por los $AFB_{j,i-1}$ sea igual a $DEP\%$.)”

Fundamenta su solicitud indicando que, para evitar variaciones bruscas de un período tarifario a otro en la asignación de costos por nivel de tensión que genera la metodología del CIPLP, se deben asignar costos a cada nivel de tensión de red a partir del Activo Fijo Bruto a valor de libro del año base. Si se utilizara el CIPLP y si por causas puntuales, se presentan inversiones importantes en el nivel de AT en los primeros años del próximo período tarifario, se asignarían mayores costos a ese nivel de tensión. Después de esas inversiones suelen existir períodos prolongados sin necesidad de nuevas obras, por lo que los cargos por uso de la red de AT caerían a valores casi nulos, lo cual generaría inestabilidad en las tarifas de las diferentes clases de clientes.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que a fin de preservar la asignación eficiente de costos entre niveles de tensión es conveniente mantener la propuesta de utilizar el método del CIPLP para calcular el componente de costo por uso del sistema de distribución.

El comentario de EDEMET – EDECHI es correcto en el entorno planteado, es decir inversiones en el nivel de alta tensión (AT), pero solo cuando el periodo de análisis es reducido. Si el horizonte de análisis es, como corresponde a ese nivel de tensión, de largo plazo, el problema no debe existir. En los otros niveles de tensión el problema planteado no existe.

A fin de prever la posible ocurrencia de situaciones como la planteada por EDEMET-EDECHI, en el artículo 434, literales b) y c) se modificará de tal manera de llevar el periodo de análisis para el nivel de Alta Tensión a 20 años, consecuente con los periodos usuales de planeamiento para ese nivel de tensión. En tal sentido los literales b) y c) del Artículo 434 quedarían redactados de la siguiente manera:

“b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.

c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo – beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.”

11.52. COMENTARIO

ELEKTRA indica que el Pliego Tarifario actual incentiva a los clientes con tarifa de baja tensión con demanda a migrar a una tarifa de media tensión con demanda, y a los clientes con tarifa en media tensión con demanda a migrar a una tarifa de alta tensión con demanda. La idea con este factor es corregir esta distorsión que genera subsidios cruzados. Por ello solicita que se agregue al final del artículo 434 lo siguiente:

“La distribuidora podrá aplicar un factor de ajuste a las tarifas de diferentes niveles tensión para corregir distorsiones de precios que incentiven la migración masiva. Para ello será necesario que la distribuidora presente un análisis sustentando el ajuste requerido.”

ANÁLISIS

En la práctica si bien se ha dado esta movilidad, no se puede caracterizar como masiva, sino que responde a un grupo de clientes que por sus características propias de consumo le favorece el cambio a pesar de las inversiones que para ello debió realizar. Por lo tanto, no justifica la creación del factor de ajuste propuesto, sino que la empresa debe procurar presentar el nuevo Pliego Tarifario con el debido análisis de la movilidad de los clientes y la situación actual del perfil de consumo que resulte de la campaña de medición.

Si la determinación de las tarifas es correcta y basada en comportamientos de consumo (campaña de medición para caracterización de la carga) bien determinados, la situación planteada de migración masiva es poco probable. Siempre se dará la situación de clientes que estando en una categoría tarifaria, dado su patrón de consumo, le resulte más conveniente pasarse a otra, pero si esta cantidad es muy importante solo significa que los resultados de la campaña de medición son incorrectos. El Ente Regulador no considera conveniente introducir factores de ajuste fuera de las determinaciones normales.

11.53. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita con relación al artículo 434 que se reemplace el cálculo del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) por el cálculo del costo promedio contable por cada nivel de tensión. Adicionalmente que el acápite c) reemplace la solicitud de requerimientos de inversión física a 10 años en el cálculo del componente de costo por uso del sistema de distribución para la asignación por nivel de tensión por la metodología de costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) por una metodología basada en costos contables (similar a la desarrollada en el comentario anterior), así:

“Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente se requiere calcular el costo promedio contable por cada nivel de tensión. Para tal fin se requiere a la distribuidora la realización de los siguientes estudios:

c) La metodología para asignar costos por nivel de tensión basada en los costos contables es la siguiente:

- 1) Para cada año del período tarifario t , proyectar la evolución del Activo Fijo Bruto ($AFB_{j,t}$) de cada nivel de tensión j adicionando al $AFB_{j,t-1}$ las inversiones de cada año del nivel de tensión correspondiente. La expresión de cálculo es la siguiente: $AFB_{j,t} = AFB_{j,t-1} + ID_t \times AFB_{j,t-1} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t-1})$.
- 2) Para cada año del período tarifario t , proyectar la evolución del Activo Fijo Neto ($AFN_{j,t}$) de cada nivel de tensión j según la siguiente expresión: $AFN_{j,t} = AFN_{j,t-1} + ID_t \times AFB_{j,t-1} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t-1}) - DEP\%_j \times AFB_{j,t-1}$
- 3) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de capital del nivel de tensión j ($CK_{j,t}$) según la siguiente expresión: $CK_{j,t} = AFB_{j,t} \times DEP\%_j + AFN_{j,t-1} \times RR$

- 4) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de administración ($ADM_{j,t}$) del nivel de tensión j según la siguiente expresión: $ADM_{j,t} = ADM_t \times AFB_{j,t} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t})$.
- 5) Para cada año del período tarifario t , calcular el costo de operación y mantenimiento ($OM_{j,t}$) del nivel de tensión j según la siguiente expresión: $OM_{j,t} = OM_t \times AFB_{j,t} / \text{sumatoria}_j(AFB_{j,t})$.
- 6) Para cada año del período tarifario t , calcular que el ingreso anual permitido del sistema de distribución ($IPSD_{j,t}$) de cada nivel de tensión según la siguiente expresión: $IPSD_{j,t} = CK_{j,t} + ADM_{j,t} + OM_{j,t}$.
- 7) Para cada año del período tarifario t , calcular $\text{sumatoria}_j(IPSD_{j,t})$.
- 8) Verificar la igualdad entre el valor presente de los ingresos anuales permitidos del sistema de distribución e IPSD.

Dado que el proceso descrito en los puntos anteriores consiste solamente en asignar los costos que determinan las ecuaciones de eficiencia a cada nivel de tensión, la sumatoria de los valores presentes de $IPSD_{j,t}$ será igual al Ingreso Permitido del Sistema de Distribución (IPSD). (Nota: para que se verifique estrictamente la igualdad mencionada, se debe calcular $DEP\%$, de modo tal que su promedio ponderado por los $AFB_{j,t-1}$ sea igual a $DEP\%$).

Fundamenta su solicitud, indicando que es para evitar variaciones bruscas de un período tarifario a otro en la asignación de costos por nivel de tensión que genera la metodología del CIPLP, se deben asignar costos a cada nivel de tensión de red a partir del Activo Fijo Bruto a valor de libro del año base. Si se utilizara el CIPLP y si por causas puntuales, se presentan inversiones importantes en el nivel de AT en los primeros años del próximo período tarifario, se asignarían mayores costos a ese nivel de tensión. Después de esas inversiones suelen existir períodos prolongados sin necesidad de nuevas obras, por lo que los cargos por uso de la red de AT caerían a valores casi nulos, lo cual generaría inestabilidad en las tarifas de las diferentes clases de clientes.

ANÁLISIS

Este comentario es el mismo ya analizado en el comentario 11.51.

11.54. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 434 se modifique la parte donde se indica que los componentes CUSOP y CUSOFP podrán ser energizados parcial o totalmente a propuesta de la empresa distribuidora o por sugerencia del Ente Regulador, quedando el párrafo así:

“En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima.”

Señala EDEMET-EDECHI que este párrafo debe ser modificado porque no se justifica energizar el cargo por potencia para los clientes que tienen medición de potencia máxima. Si así fuera, para qué se les mediría la potencia máxima a esos clientes.

ANÁLISIS

Los cargos fijos pueden ser parcialmente energizados como una alternativa para minimizar el impacto de la tarifa en los clientes que, por su actividad presentan un factor de carga muy bajo o de tipo estacional, por lo que se mantiene el referido párrafo del artículo 434 de la propuesta de RDC.

11.55. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que se elimine del artículo 435, relacionado con la determinación del componente de costo por conexión, la frase "que el costo de conexión implica solamente el costo de la cuadrilla que conecta al cliente".

Señala la empresa que debe ser modificado, porque el costo operativo de conectar a un cliente no es sólo la cuadrilla que lo conecta, sino que también conlleva costes administrativos ligados al alta de un nuevo cliente. Se debe tomar en cuenta que las cuadrillas en algunas oportunidades tienen que ir dos o tres veces para atender la conexión o reconexión de un cliente, debido a que este no se encuentra en el momento de llegada de la cuadrilla.

ANÁLISIS

Si bien es cierto que existen costos administrativos asociados, estos no son exclusivos de EDEMET-EDECHI sino que, en mayor o menor grado, son comunes a todas las empresas distribuidoras del mundo. Por lo tanto, tales costos administrativos ya están contemplados en los Gastos Administrativos reconocidos, es decir la empresa los tiene remunerados en los otros componentes tarifarios de distribución, por lo que no se justifica lo solicitado.

Respecto del costo de la cuadrilla, el hecho de que "en algunas oportunidades" tenga que ir más de una vez, no es fundamento suficiente que demuestre que eso es lo que ocurre generalmente, para que requiera especificarse en el artículo mencionado.

En función de lo anterior, el párrafo de referencia no se modificará.

11.56. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA han señalado con relación al artículo 435, hay que establecer que en los casos en que la distribuidora subcontrate los servicios de conexión, que solo el costo de la cuadrilla de conexión del subcontratista, puede ser cargado al costo de conexión.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que el artículo 435 es claro al respecto, ya que el mismo indica que solo se incluye el costo de la cuadrilla.

11.57. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA han señalado respecto al artículo 439 de la propuesta que si es un ajuste nuevo, no han podido determinar en que puede reflejarse.

ANÁLISIS

Lo establecido en el artículo 439 no es un ajuste nuevo, ya que el mismo también formaba parte de la metodología establecida en el Régimen Tarifario actual.

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido (IMP) por pérdidas en distribución se hace con una metodología basada en costos medios globales provenientes de empresas comparadoras. Luego tales costos reconocidos se segregan por nivel de tensión a fin de asignarlos a los cargos tarifarios. Si en la simulación tarifaria estos cargos producen ingresos mayores al asignado en el IMP para este concepto, se ajustan utilizando este factor para igualarlos.

11.58. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 440 relacionado con los criterios para el diseño de los componentes de costos por comercialización, que solo exista un componente de costo fijo para cada clase de cliente en la estructura tarifaria y no exista la posibilidad de que haya un costo fijo y uno variable en comercialización.

Fundamenta su solicitud indicando que el traslado de los costos de comercialización a un cargo variable por consumo de energía es inconsistente con el principio tarifario expresado en la Sección XI.4.1: "Que reflejen los costos reales del servicio".

Los costos de comercialización están vinculados a la sola existencia del cliente, independientemente de su nivel de consumo, por lo que todos los costos de comercialización han de ser incluidos en el componente de costo comercial fijo. Las empresas modelos lo consideran en las tarifas como un cargo fijo.

Señala que el CCOF también debe incluir los costos de procesamiento de datos para la facturación. No debería limitarse el cargo de reconexión al de conexión, puesto que la distribuidora incurre en mayores costes para reconectar a un cliente que para conectarlo por primera vez, puesto que, además, los procesos administrativos son más complejos, ya que la distribuidora ha tenido que ir a cortar el suministro. El cargo de reconexión debería ser como mínimo el doble del cargo de conexión.

Indica también que el cargo por reconexión es utilizado por las empresa modelo con el objeto de minimizar el subsidio que dichos provocaría a otros clientes del servicio eléctrico, para lo cual establece una tabla que varía de acuerdo a si la reconexión se ha realizado en horas hábiles o no hábiles. En tales casos, el cargo en horas no hábiles es 2.5 veces más caros que el de las horas hábiles.

ANÁLISIS

La solicitud de EDEMET – EDECHI de eliminar el cargo comercial variable, no se acepta, porque independientemente de que la naturaleza de los mismos es fija, resulta conveniente energizar parte del mismo. Con la aplicación de los dos componentes (fijo y variable) las empresas distribuidoras recuperarán totalmente los costos comerciales. El Ente Regulador considera que no debe modificarse la redacción del artículo 440 en este aspecto.

Los costos de comercialización que no están listados en el literal a) del artículo 440 se reconocen en el literal b), por lo que no es necesario hacer la modificación solicitada.

Los costos administrativos asociados a la conexión, corte y reconexión están contemplados en los Gastos de Administración, razón por la cual no resulta atendible la solicitud. Por otro lado de ninguna manera, en promedio, los costos de reconexión pueden superar a los de conexión dada las actividades que ambas requieren.

En cuanto a establecer un costo diferencial para reconexiones en horarios no hábiles no resulta justificado por dos razones:

- *El costo de reconexión es un costo promedio por lo que queda contemplado cualquier atención que se hiciera en horas no hábiles.*
- *Si bien pueden existir casos excepcionales en que deba reconectarse a un cliente en horario no hábil, la cantidad de casos es tan reducida que no amerita establecer un costo diferencial y esto no afecta la ecuación económica de la distribuidora.*

11.59. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 441 relacionado con los criterios para el ajuste de los componentes de costos de comercialización, se exceptúen los ingresos que producen los cargos por reconexión en el cálculo que debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costo por comercialización sean iguales o menores que el IPCO.

Fundamenta su solicitud indicando que los ingresos por reconexión, deben ser calculados por separado y no incluidos en los Ingresos Máximos Permitidos. El Ente Regulador debe tener en cuenta que las empresas modelo seleccionadas anteriormente están ubicadas en Estados Unidos, donde existe una cultura de pago dentro de los plazos comerciales establecidos, por lo que dentro de los costos de comercialización de esas empresas distribuidoras no están incluidos los costos en concepto de reconexión. Indica que además, el cargo por reconexión no supone ninguna ganancia para la empresa, ya que representa únicamente los gastos que ocasiona a la distribuidora el tener que reconectar a un cliente, por lo que a través de este cargo la empresa distribuidora no estaría recuperando parte alguna de los costos reconocidos por comercialización. Consecuentemente, los ingresos por el cargo de reconexión no deben formar parte del IMP y debe ser determinado en función de las características reales de la cultura de pago del país.

ELEKTRA indica que los ingresos por reconexión no forman parte del Ingreso Máximo Permitido, en la medida que los mismos no son de carácter recurrente y no generan ganancias para la empresa porque son exclusivamente para cubrir dichos costos. Tal y como lo reconoció el Ente Regulador en el literal c, del numeral 2.6, de la parte IV, numeral 2.6, de la Resolución JD-3221 del 27 de febrero del 2002. Por ello solicita que el artículo 440 se modifique así:

“La empresa distribuidora debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costo comercial fijo y costo comercial variable sean iguales o menores que el IPCO.”

ANÁLISIS

Analizado el caso y en atención a que en la citada Resolución este concepto fue acogido, se modificará el párrafo inicial de artículo 441 para que se lea así:

"La empresa distribuidora debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costo por comercialización fijo y costo por comercialización variable sean iguales o menores que el IPCO."

11.60. COMENTARIO

Víctor Carlos Urrutia G. solicita que se incorpore un artículo que requiera de cada distribuidora, la verificación en forma global del cumplimiento de la recuperación sin ganancias ni pérdidas de lo pagado en concepto de generación y transmisión por la energía vendida a los clientes, así como también comprobar que lo cobrado a los clientes en concepto de pérdidas de distribución corresponde al porcentaje de pérdidas reconocidas en el IMP.

ANÁLISIS

La metodología de actualización dentro del periodo tarifario está diseñada de modo que se cumpla lo solicitado en el comentario. En el caso de la Metodología de ajuste de los componentes de costo por abastecimiento (artículos 490 a 496 del RDC propuesto), cada seis (6) meses se compara los costos reales respecto de los ingresos reales y se determina un componente de costo de corrección en caso de producirse diferencias en uno u otro sentido. Este costo de corrección permite, en el siguiente periodo tarifario saldar esa diferencia. La formulación desarrollada, según el componente de que se trate, en los artículos 490 a 496, garantizan lo solicitado.

En el caso de las pérdidas, lo previsto en la Metodología de ajuste de los cargos tarifarios por pérdidas estándar de distribución es similar a lo antes comentado para los costos de abastecimiento. Sin embargo aquí hay que tener presente que cuando se determinan los cargos base correspondientes a las pérdidas al inicio del periodo tarifario, estos satisfacen la igualdad solicitada en el comentario y en ellos está implícito el porcentaje de pérdidas reconocido. Luego, en los procesos de ajuste semestral se ajusta por variaciones de los costos de abastecimiento en punta y fuera de punta por los cuales se valorizan las pérdidas. En cuanto a las energías a las cuales se aplica, estas son siempre las reales medidas, por lo cual el ajuste es automático.

En lo que respecta los componentes tarifarios que guardan relación con la actividad de distribución, el ERSP considera que se debe verificar que las variaciones que puedan darse en el IMP aprobado se encuentren dentro de márgenes razonables. Para tal fin se introducirá un artículo que permita verificar que los ingresos reales obtenidos en el periodo tarifario no difieran significativamente del IMP aprobado y su forma de ajuste. El artículo se introduce después del artículo 410 de la propuesta de REDC, así:

"El Ente Regulador revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. En caso de que se detecten ingresos en exceso el ERSP tomará las medidas para ajustar dicho exceso en el próximo periodo tarifario."

11.61. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 445, literal "a" relacionado con los criterios para el diseño de los componentes de costos de abastecimiento, específicamente en el de generación, se agreguen como costos, los siguientes:

"(vi) Fianzas de los contratos de compraventa de potencia y/o energía, así como las del mercado ocasional y las del Mercado Eléctrico Regional.

(vii) Costos asociados a las publicaciones de los pliegos tarifarios.

(vii) Costos asociados a las licitaciones."

Solicita además que en la definición del cálculo del CPG se modifique que resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia, eliminando la frase "del mes considerado".

ANÁLISIS

Todos los costos administrativos asociados a la gestión de la empresa distribuidora están contemplados en los Gastos de Administración pues estos, al resultar de las ecuaciones de eficiencia, contemplan tales gastos en las empresas comparadoras cuya gestión al respecto no puede diferir sustancialmente de las empresas distribuidoras en Panamá.

El artículo 495 correspondiente al proceso de ajuste semestral, contempla los costos de las fianzas en el acápite (x). No obstante lo anterior y con finalidad de ser congruentes, se incluirá acápite vi) al literal a) del artículo 445 así:

"vi) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de libre competencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad."

Respecto de la periodicidad asociada al cálculo del CPG, el comentario ha permitido relevar un error en la propuesta. En efecto, dado que el CPG es un valor medio semestral, corresponde que incluya la suma de los costos correspondientes a todo el semestre, así como también la suma de las demandas máximas en horas de punta de cada mes del semestre en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia. El CPG no será, para cada semestre, otra cosa que el cociente entre suma de costos y suma de demandas máximas. Esta corrección será incorporada en la parte inicial del último párrafo del acápite a) del artículo 445, así:

"El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia del semestre considerado."

11.62. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 446 relacionado con los criterios para la determinación del componente de costo de transmisión, en el párrafo del cálculo del CUCOST se elimine la frase "del mes considerado", para que quede así:

"El CUCOST resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora."

Señala que el CPG se obtiene para un mes, cuando los cálculos se hacen por semestre para el período tarifario.

ANÁLISIS

En efecto, dado que el CUCOST es un valor medio semestral, corresponde que incluya la suma de los costos correspondientes a todo el semestre, así como también la suma de las demandas máximas en horas de punta de cada mes del semestre en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia. El CUCOST no será, para cada semestre, otra cosa que el cociente entre suma de costos y suma de demandas máximas. Esta observación se incorporará en la parte inicial del último párrafo del acápite a) del artículo 446, así:

"El CUCOST resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora del semestre considerado."

11.63. COMENTARIO

Víctor Carlos Urrutia G. ha indicado que en el artículo 446 no debe incluirse los pagos por transporte a ACP o a otras distribuidoras en este rubro. El costo de la red de distribución necesaria para servir a los clientes está incluido en el cálculo de IPSD, incluirlos aquí nuevamente representa pagar por esta actividad dos veces.

En términos generales la decisión de utilizar redes de terceros para servir clientes de una distribuidora dentro de su área de concesión, la tomará la distribuidora comparando los costos, regulados o no, de utilizar las líneas ajenas, versus los costos de la utilización de sus propias líneas. Si ponemos el pago de estos peajes como costo de transmisión este, además de duplicarse, se convierte en un "pass through" para el cliente. La distribuidora nunca sentirá la necesidad de construir su propia línea, inclusive cuando las realidades técnicas así se lo exijan.

ANÁLISIS

Las redes de la Autoridad del Canal de Panamá no forman parte de las bases de capital bruta y neta de la distribuidora, por lo que es dable reconocer el pago del peaje por el uso de estas líneas. Al no formar parte de la base de capital no se convierte en un pago doble para el cliente.

La aceptación o reconocimiento del uso de estas líneas fue posterior al análisis de costos referentes a la sustitución de estas líneas con líneas propias de la distribuidora, siendo aún más económico mantener el uso de las líneas de la ACP.

Sin embargo, resultado de la revisión de los artículos 446 y 494 del RDC propuesto se observa una diferencia que es necesario corregir. En este sentido es correcto que se le reconozcan a la distribuidora cargos de transporte pagados a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador. De no ser así, sería una mejor solución que la empresa distribuidora construyese sus propias redes. En función de ello se modificará el literal (iv) del acápite a) del artículo 446 de la propuesta de RDC para que quede como se ha indicado en el artículo 494 de tal manera que ambos digan así:

"(iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador"

11.64. COMENTARIO

Victor Carlos Urrutia G. sugiere que los costos de potencia y energía reconocidos por la generación propia establecidos en el artículo 445 reflejen el costo del promedio de los Contratos vigentes para la distribuidora. Esto conduce a menos volatilidad en la tarifa final del usuario e incentiva la contratación que establece la Ley.

ANÁLISIS

Para evitar la posible volatilidad se hará la siguiente modificación al literal a), acápite v) así:

"v) La potencia de la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia contratada mediante proceso de libre competencia, para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes."

Este mismo principio tendría que considerarse en la valoración de la energía entregada por la generación propia, por lo que el literal b) acápite (i.6) y acápite (iii.5) del referido artículo quedarán así:

"(i.6) La energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre competencia."

"(iii.5) La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas fuera de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre competencia."

Adicionalmente se debe modificar el artículo 495 en el literal a) el acápite (ix), y en el literal b) en el acápite (i.2) los que dirán así:

En el literal a)

"(ix) La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre competencia."

En el literal b), en el punto i.2)

- *“La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre competencia.”*

11.65. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 457 relacionado con los criterios para la aplicación de las tarifas, donde dice que debe procurarse que las facturas de los clientes de mayor consumo discriminen más detalladamente los componentes de costos, sea eliminado. Fundamenta su solicitud en el principio de equidad que indica que todos los clientes deben recibir el mismo tratamiento, de lo contrario se violaría el artículo 96 de la Ley 6.

ANÁLISIS

El comentario no se acepta, puesto que eliminaría la disposición de que los clientes reciban información detallada en su factura sobre los distintos costos. A efectos de que todos los clientes tengan conocimiento detallado de los componentes de los costos, se modificará así:

“Artículo 457: Cada clase de clientes debe disponer de información precisa sobre su consumo y los costos en que incurre, por lo tanto, debe procurarse que las facturas de todos los clientes discriminen detalladamente los componentes de costos y la información pertinente.”

11.66. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 458 relacionado con los criterios de pago por el uso de redes de distribución, literales “a” y “b” se agregue un párrafo que se lea así:

“Cuando un Gran Cliente tome la decisión de ser abastecido por un agente diferente de la empresa distribuidora, que sea por un período no menor a cinco años, pero que decida regresar a la tarifa regulada, deberá formular su solicitud por lo menos con dos años de antelación, de manera que la empresa distribuidora pueda llevar a cabo el proceso de compra de potencia y energía en los plazos establecidos.”

Indica la empresa que este artículo debe ser modificado, porque los Grandes Clientes que opten por comprarle a un agente diferente de las empresas distribuidoras, deben tener restringidos los plazos de movilidad, de manera que la empresa de distribución pueda llevar a cabo las compras de potencia y energía requeridas de manera oportuna.

EDEMET-EDECHI solicita además que en el literal “b” sobre los grandes clientes con medición SMEC, se elimine que estos clientes pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos. Fundamenta su solicitud de que este numeral debe ser modificado, señalando que la empresa mide, imprime y envía factura a los Grandes Clientes. Por lo tanto, corresponde que estos clientes paguen el 100% del CCOF.

ANÁLISIS

Es necesario observar que el artículo 458 no trata sobre las condiciones para ser Gran Cliente, sino sobre los componentes de costos que no deben pagar en función de que no ocasionan los mismos. Las condiciones para la movilidad de los Grandes Clientes están reguladas en la Resolución JD-2340 de 7 de septiembre de 2000, y dichas condiciones no son parte de los temas discutidos en este proceso de audiencia.

Respecto del segundo comentario de EDEMET-EDECHI, es necesario tener presente que para los grandes clientes con sistema de medición comercial (SMEC), es el CND quien les registra la información, pero en ninguna parte se establece o se obliga a que el Distribuidor utilice la información registrada por el CND, por lo cual la empresa distribuidora puede inclusive poner sus propios medidores y medirle a los grandes clientes. En aquellos casos en que la empresa distribuidora utilice la información del sistema de medición comercial los clientes pagarán la mitad del componente del costo fijo y en aquellos casos en que la distribuidora disponga poner un medidor adicional tendría que asumir el costo y no trasladar este al cliente. Por lo tanto, no se modificará el literal b) del artículo 458.

En ocasión al comentario de EDEMET-EDECHI, hemos observado que en la redacción del texto del literal c) del artículo 458 de la propuesta de RDC, que en el caso que la red del distribuidor se use con carácter de reserva, y cuando la potencia realmente leída es inferior al 50% de la potencia definida, se cobra un recargo de 50% como si se tratase de un excedente. Toda vez que no se trata de un excedente, se requiere modificar la redacción de dicho literal de la siguiente forma:

"c) Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%.)"

11.67. COMENTARIO

ELEKTRA indica que se debe modificar el artículo 459, para que se lea así:

"Artículo 459 Los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está

ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997”.

Considera que de lo contrario, se estaría violando claramente la Ley 6 de 1997 (artículo 78) y el Contrato de Concesión celebrado entre Elektra Noreste, y el Ente Regulador en representación del ESTADO, que establecen que los grandes clientes sólo pueden conectarse al Sistema Principal de Transmisión, a través de las distribuidoras.

ANÁLISIS

Todos los Grandes Clientes de acuerdo al artículo 93 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, deben pagar el alumbrado público.

No existen restricciones de acuerdo a los criterios de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Decreto Ejecutivo 22 que trata sobre el derecho al libre acceso, para que un Gran Cliente se conecte directamente a la red de transporte, por lo que no se puede aceptar la sugerencia. Bajo tal condición, dado que el distribuidor no es quien factura al Gran Cliente, se requiere establecer el procedimiento para que los cargos de alumbrado público sean cobrados por la empresa que le provee el suministro eléctrico y luego esta lo transfiera al distribuidor. No obstante para mayor claridad de que todo gran cliente está obligado a pagar el alumbrado público será modificado así:

“Artículo 459. Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997”.

11.68. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el artículo 463 para aclarar que para reclasificar de tarifa a un cliente no es necesario esperar un (1) año, tal como lo ha indicado el propio Ente Regulador en consultas que se le han formulado sobre el tema.

ANÁLISIS

A fin de dejar en claro que la reclasificación puede ocurrir antes de transcurrido el año, se modificará el literal b) del artículo 463 para que diga:

“b) La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un período de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.”

11.69. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el artículo 467 relacionado con la opción del cliente de cambiar más de dos veces de tarifa en un periodo de doce meses, el recargo se aplique luego de una vez y no luego de más de dos veces, de manera que se lea así:

“Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de una vez en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50 %) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.”

Indica que este artículo debe ser modificado porque la empresa de distribución incurre en costes administrativos en la reasignación tarifaria de los clientes.

ANÁLISIS

Los costos administrativos extras que pudiera causar clientes que vayan a cambiar más de dos veces ya están contemplados en los Gastos de Administración resultantes de las empresas comparadoras usadas para establecer las ecuaciones de eficiencia, por lo que no se acepta la propuesta de la distribuidora.

11.70. COMENTARIO

ELEKTRA y EDEMET-EDECHI solicitan que en el artículo 470 de la propuesta se elimine el texto “No se admitirán más de dos estimaciones por año, y éstas deben ser alternadas.”, ya que es contradictorio con los índices establecidos en las Normas de Calidad Comercial. Por tanto, de mantenerse el párrafo indicado, se estaría modificando ilegalmente la citada norma de calidad.

Señalan respecto al artículo 470, la Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA que si la empresa no ha medido la demanda máxima real de periodo, efectuar una estimación de ésta afecta al cliente, además si la distribuidora estimó un consumo: ¿Cómo podrá comprobarse pasado el tiempo su lectura real? Señalan que no se deben admitir las lecturas estimadas, ya que fomentan la ineficiencia en las distribuidoras y vulneran los derechos de los usuarios a que se facture su consumo real mensualmente.

Además, señalan que es una obligación de la distribuidora tomar la lectura real de los medidores de todos los usuarios, la estimación de dos (2) lecturas al año representa una deficiencia del 16.7 % de la lectura real del consumo de los clientes, que no debe ser permitida por el Ente Regulador ya que favorece a las distribuidoras en contra del usuario. Aún una sola estimación representaría una deficiencia de 8.3 % en las lecturas reales.

ANÁLISIS

Los comentarios de ELEKTRA y EDEMET-EDECHI son correctos. La cantidad de lecturas estimadas está prevista en la Norma de Calidad Comercial. En razón de ello se eliminará del artículo 470 la última frase del último párrafo que dice: “No se admitirán más de dos estimaciones por año, y estas deben ser alternadas”, y se reemplazará por la siguiente frase:

"Solo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la Norma de Calidad Comercial aprobada por el Ente Regulador."

Cabe indicar que en las Normas de Calidad Comercial se ha establecido la cantidad de lecturas estimadas que podrían realizar sin penalizar a la empresa. No significa que la empresa distribuidora siempre dejará de hacer las lecturas en esa proporción. Por otro lado, se ha incluido esa dispensa principalmente porque en la práctica existen diversas situaciones que podrían impedir que en algún momento del año un lector pueda hacer la lectura, tales como medidores encerrados y no haya nadie en el lugar para dar el acceso, lluvias intensas o inundaciones, etc.

Respecto al comentario de la Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA que señala una deficiencia que perjudica al usuario, basándose en el cálculo del porcentaje que representan las lecturas estimadas respecto del total de lecturas al año. Esto realmente ni favorece ni perjudica de por sí al usuario, ya que la lectura estimada se actualiza con los datos reales en la próxima factura con lectura medida.

11.71. COMENTARIO

EDEMET-EDECIII solicita en el artículo 471 relacionado con la facturación de demanda, que en vez de utilizar como demanda a facturar el promedio de los tres valores máximos registrados en los últimos tres meses, como fue propuesto, sea el promedio de los tres valores máximos registrados en los últimos doce meses.

Fundamenta su solicitud señalando que la incidencia en los costos que cada cliente produce está vinculada a su demanda coincidental con la máxima del nivel de tensión correspondiente. Esa demanda coincidental se calcula en función de la demanda máxima anual de cada cliente. Por lo tanto, se debe facturar la demanda máxima de los últimos 12 meses. De lo contrario, si se toma como demanda para facturar el promedio de las máximas de los últimos 3 meses, debido a que los ingresos proyectados deben ser iguales a los aprobados, se producirá un subsidio de los clientes sin medición de potencia y de los que tienen medición de potencia con demandas regulares, hacia los clientes que tienen demandas estacionales, con medición de potencia. Lo anterior es contrario al Artículo 426 de este RDC y al principio de equidad que debe tener el Régimen Tarifario según lo dispone la Ley 6 de 1997.

ANÁLISIS

Actualmente la tarifa vigente tiene como demanda a facturar el promedio de las tres demandas máximas de los últimos 6 meses a facturar. Esta fórmula fue modificada en la propuesta de RDC, donde se propuso que la demanda a facturar fuera el promedio de los últimos tres meses, tratando de buscar un mecanismo que mitigara el efecto en aquellos clientes cuya demanda máxima no es permanente por el tipo de actividad que realiza; conociendo que se produce una redistribución de costos en la tarifa que afecta a algunos clientes pero no en forma significativa.

A pesar de esta medida del Ente Regulador propuesta en el RDC, grupos de clientes y organizaciones cívicas y la Defensoría del Pueblo han insistido

públicamente en que aún no es suficiente, dado que consideran que la misma debe estar más directamente relacionada con la demanda real del mes y no en base a un promedio de un periodo.

El Ente Regulador ha analizado estas consideraciones y cree que si bien se produce el efecto que manifiesta la empresa distribuidora (subsidio), ya que se trata de una redistribución de costos hacia el resto de los clientes, la misma es sostenible y la afectación se minimiza, por lo tanto, no se acepta el comentario de la empresa, por lo que se modificará el artículo 471 para que la demanda a facturar sea la demanda leída mensual, de la siguiente forma:

"Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta o máxima, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída mensual."

Con la modificación anterior, se eliminan los artículos 473 y 474 del RDC propuesto, ya que los mismos consideran la demanda de facturación en base al promedio de los últimos tres (3) meses.

11.72. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, con respecto al artículo 471, ha señalado que los clientes se sienten penalizados con la metodología actual para el cobro del "cargo por demanda" y asimismo, con la metodología propuesta por el Ente Regulador en esta ocasión, ya que se desincentiva el ahorro de energía que pudiera hacerse con una mejor administración en el uso de la energía lo que no se percibe en el corto plazo. Por tanto han indicado que con la intención de mantener una señal de precios para que los clientes procuren mantener un adecuado uso de la energía y un adecuado factor de carga y buscar un balance en dichos objetivos, los de las empresas y los de los clientes, proponen:

- a. Que se calcule mensualmente y con base en el cargo por demanda medida.
- b. Inclusión de una nueva Opción Tarifaria: Que se incluya dentro del pliego una alternativa tarifaria dirigida a los usuarios que por la naturaleza de sus actividades sólo utilizan energía eléctrica durante un período fijo del año. (Ej. Empresas de temporada, colegios públicos y privados (con 3 meses de vacaciones), etc).
- c. Que coadyuvando a la Política Energética estatal y en aras de reducir los altos costos que todos pagamos por el servicio de electricidad, se analice la posibilidad que el Estado haciendo uso de su papel de accionista de estas empresas y se le exonere el pago del denominado el cargo por demanda.

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA señalan que atendiendo las críticas de los usuarios y para facilitarles la revisión del cargo mensual por demanda, éste debe calcularse sólo en base a la demanda máxima registrada en el mes corriente.

La FEDAD ha señalado que la facturación a los usuarios de los servicios de electricidad de la llamada sobre demanda o consumo excesivo es inadmisibles ya que los usuarios deben pagar únicamente por lo que consumen, con independencia de cualquier otra variable que no sea adjudicable directamente a tales usuarios.

La empresa PROMARINA S.A. ha manifestado que debido a la fórmula actual del cálculo del cargo por demanda, su empresa en los meses de veda (Oct. /Nov. a Marzo/Abril) se ve penalizada pagando altas cantidades en demanda cuando el consumo real es mínimo. Además ha sugerido lo siguiente:

- a. Eliminar la fórmula actual del cargo por demanda y que el mismo no sea facturado durante los períodos de veda, vacaciones o aquellos en que por la naturaleza de la empresa no se estén operando las maquinarias que utilizan una potencia alta. Lo antes expuesto es basado en el principio lógico de que no se puede cobrar una energía que no se necesita, ni se utiliza.
- b. Durante los períodos de operación, sugerimos dos alternativas: La primera, eliminar los cargos por demanda y que exista la figura de cliente con consumo contratado, en donde el cliente deberá informarle a las empresas distribuidoras sus consumos estimados y el período de los mismos, de manera que se pague únicamente por la energía consumida y la segunda que la facturación de la demanda sea la del mes corriente, eliminando la fórmula actual que incluye promedios en la misma. (Ver cuadro con facturación de demanda únicamente en los meses de producción)

Florencio Barba Hart señala que la Demanda utilizada para facturar debe modificarse a los 6 más altos registros de demanda máxima en los últimos 8 meses excluyendo el mes a facturar. Indica que la demanda máxima de un mes debe modificarse al valor más alto de demanda integrada en períodos consecutivos de 30 minutos en vez de 15.

APATEL ha indicado que el "cargo por demanda", tal cual como está planteado en la actualidad, es injusto ya que la suma de las demandas máximas calculadas con las fórmulas actuales y el período de cobro continuo, totalizan más que el consumo real además de no recibir ninguna deducción proporcional. Entienden que el propósito del "cargo por demanda" es para mantener una capacidad instalada disponible al usuario. Sin embargo, si todos las empresas demandáramos al mismo tiempo, la capacidad instalada sería insuficiente por lo que no se justifica un cargo por un servicio que no pudieran suplir. Es más, las horas de mayor demanda por el sector hotelero son generalmente de noche, y los días libres (feriados) ó fines de semana que igualmente baja el consumo general por lo que tampoco justifica el exagerado cargo y forma de cobro posterior.

APATEL solicita al Ente Regulador de los Servicios Públicos, regular o poner topes, o eliminar el "factor de demanda", aplicado por las empresas distribuidoras de electricidad ya que el mismo golpea insensiblemente los costos de operaciones de las empresas hoteleras del país.

ANÁLISIS

En relación a los comentarios efectuados por la Defensoría del Pueblo se indica lo siguiente:

a) Las consideraciones de utilizar la demanda leída mensual para facturar, se atendió en el comentario anterior.

b) La posibilidad de incluir opciones tarifarias que contemplen distintos modos de uso de la potencia, está incluida en el artículo 426 de la propuesta de RDC.

c) Lo solicitado en este punto, es básicamente el otorgamiento de un subsidio por parte del Estado, decisión que no le corresponde a esta Entidad.

Respecto del comentario de la empresa PROMARINA SA, Florencio Barba Hart, Pedro Vásquez McKay, la SPIA, la FEDAP y la APATEL quedan atendidos en el comentario anterior.

11.73. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA indican respecto al artículo 474 de la propuesta que si se establece el periodo de registro de demanda de solo tres (3) meses en el artículo 471, es un error hacer referencia a los seis (6) meses anteriores, ya que estos no están contemplados en este Reglamento.

ANÁLISIS

El contenido de lo que en la propuesta del RDC era el artículo 474 fue eliminado, según lo indicado en el comentario 11.71.

11.74. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que el artículo 479 relacionado con el recargo por bajo factor de potencia, no se desarrolle en las normas de calidad, sino que sustituya a este artículo.

Señala la empresa que el recargo por el bajo factor de potencia debe ser contemplado en esta sección del RDC y no como parte de la norma de calidad del servicio técnico, ya que al hacerlo parte de esta última, se estaría modificando la misma al margen de lo establecido en el Contrato de Concesión. En vista de que este recargo constituye una penalización y tiene por objeto evitar que los clientes ocasionen todos los inconvenientes que acarrea un bajo factor de potencia, el recargo debe ser cobrado no solamente sobre la energía, sino también sobre la demanda, sobre todo que el régimen tarifario propuesto no tiene un cargo para la energía y la potencia reactiva. Por otra parte, los Grandes Clientes no pueden ser incluidos dentro del mismo esquema que los clientes a tarifa regulada, ya que cuando se aplica el recargo a la facturación correspondiente al consumo de energía, en la tarifa regulada se cobran los cargos por transmisión y generación por energía y son objeto de la penalización, mientras que los cargos por uso de red que factura la empresa distribuidora a los Grandes Clientes que no optan por la tarifa regulada, no incluyen estos cargos, lo que significaría un trato desigual con los clientes a tarifa regulada.

ANÁLISIS

El comentario tiene dos aspectos: Uno sobre si el tema debe ser desarrollado en la norma de calidad o en el artículo 479 propuesto, y el otro sobre el régimen de registro y penalización por bajo factor de potencia en si mismo.

Considerando que en el Régimen Tarifario anterior contenía los aspectos relacionados con el pago por el bajo factor de potencia y para no introducir nuevos aspectos en las normas de calidad del servicio se desarrollará íntegramente en el artículo 479 de la propuesta de RDC.

Respecto de si resulta pertinente aplicar el recargo solo sobre la energía o sobre esta y la potencia, la decisión también está vinculada a la magnitud de la

penalización. Los análisis realizados por el Ente Regulador muestran que la magnitud de penalización propuesta, aplicada solo sobre la energía, constituye una señal suficiente para incentivar al cliente a corregir el problema.

A efectos de que no haya un tratamiento desigual entre clientes finales del distribuidor, la penalización por bajo factor de potencia a los Clientes finales se debe aplicar solamente sobre los componentes de distribución y comercialización, que son aquellos que están asociados a la actividad propia de la empresa distribuidora.

A fin de solucionarlo se aplicará la penalización sólo a los componentes del consumo en kWh correspondientes a distribución y comercialización, y se modificará el porcentaje del 1% al 2%, con la finalidad de mantener una equivalencia en relación al método del régimen tarifario vigente hasta el 30 de junio de 2006.

El artículo 479 de la propuesta de RDC quedaría de la siguiente forma:

"Artículo 479 Se aplicará un recargo por bajo factor de potencia, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

a) Los clientes finales conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso.

b) El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVArh y kWh del periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(\text{kVArh} / \text{kWh})]$$

Donde:

F.P. = Factor de potencia mensual.

kVArh = Energía reactiva del periodo.

kWh = Energía real del periodo.

c) Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres (3) meses.

d) Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado mediante nota al cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación de ese mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

e) A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente al componente de la facturación correspondiente al consumo de energía en kWh de comercialización y distribución, y no se aplica a ningún otro componente de los cargos de la factura del cliente final."

11.75. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se adecue los artículos 480, 481 y 482, Sección XI.6.1 de la propuesta, para que las actualizaciones tarifarias tengan una periodicidad trimestral en vez de semestral. Esta propuesta se basa en que mientras más rápido se reflejen las variaciones de los costos asociadas a la prestación del servicio en la tarifa; mejor será la señal de precios que se envíe a los consumidores finales. Basados en estos, todas las fórmulas contenidas en este capítulo deberían ser ajustadas para incorporar esto.

En caso de que el Ente Regulador no acepte la propuesta aquí plasmada, Elektra Noreste, considera que las fórmulas del ajuste semestral deben reincorporar el reconocimiento de los excedentes o déficit registrados durante el periodo P-1, de manera tal que nos aseguremos que las tarifas reflejen las variaciones en los costos de abastecimiento, lo antes posible.

ANÁLISIS

Al igual que cualquier otro proceso, el de actualización tarifaria debe cumplir varias premisas: justicia, equidad, transparencia, sencillez, etc. Es correcto que entre más rápido se reflejen las variaciones de los costos reales, será mejor la señal de precio al cliente.

No obstante, la actualización tarifaria semestral conlleva una mayor estabilidad en el precio promedio pagado por el cliente, lo que no se consigue en el caso de que fuera trimestral.

En la medida que las estimaciones de demanda de la distribuidora sean ajustadas y que se aminoren las grandes fluctuaciones de los costos de generación, la actualización semestral representa un periodo de tiempo adecuado tanto para actualizar el costo como para la señal de precio al cliente.

Por lo tanto, se mantiene el esquema periódico propuesto.

11.76. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo comenta sobre el artículo 480, que constituye una tortuosa incertidumbre a la que estamos sometidos todos los usuarios cada seis meses con las denominadas "actualizaciones tarifarias" ya que las mismas son utilizadas por las empresas distribuidoras para solicitar aumentos de las tarifas cada 6 meses.

Señala además que dichos aumentos hasta la fecha han sido autorizados por el Ente Regulador y/o subsidiados a través de grandes sumas por el Estado panameño (que somos todos), de allí que consideran necesario que el Ente Regulador realice un examen detallado sobre la necesidad real de realizar

“actualizaciones semestrales” y pudiera ponderarse la posibilidad que las mismas sólo se realicen cuando las distribuidoras puedan probar ante el Ente Regulador y ante la ciudadanía que se encuentran en un estado de iliquidez/ dificultades financieras debido a cambios drásticos en el esquema de costos.

ANÁLISIS

En Panamá la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, estructuró el mercado separando las actividades de distribución, transmisión y generación. La empresa distribuidora para proveer el suministro debe hacer las compras de potencia y energía a las generadoras, cuentas que debe pagar mensualmente. Para realizar el proceso de ajuste tarifario, el artículo 99 de la Ley es específica al indicar que para la parte que hace a la actividad de distribución se utilizará el Índice de Precios al Consumidor y para los costos de generación fuera los costos reales ponderados de las compras a través de contratos que provienen de procesos de libre concurrencia y del mercado ocasional. Es decir en dicha actualización de los costos de generación y transmisión es el costo sin otorgarle o reconocerle una ganancia por estas compras a las empresas generadoras.

En ningún caso significa un procedimiento de incremento tarifario, sino el mantenimiento de las tarifas aprobadas, para que puedan cubrir los costos. El mismo contempla básicamente dos componentes:

- *El ajuste de los cargos tarifarios propios de la distribuidora, el cual pretende reconocer el incremento de costos que esta ha tenido como consecuencia del proceso inflacionario.*
- *El ajuste de los costos y desbalances de potencia y energía respecto de lo previsto en el semestre anterior más las provisiones de costos para el próximo semestre.*

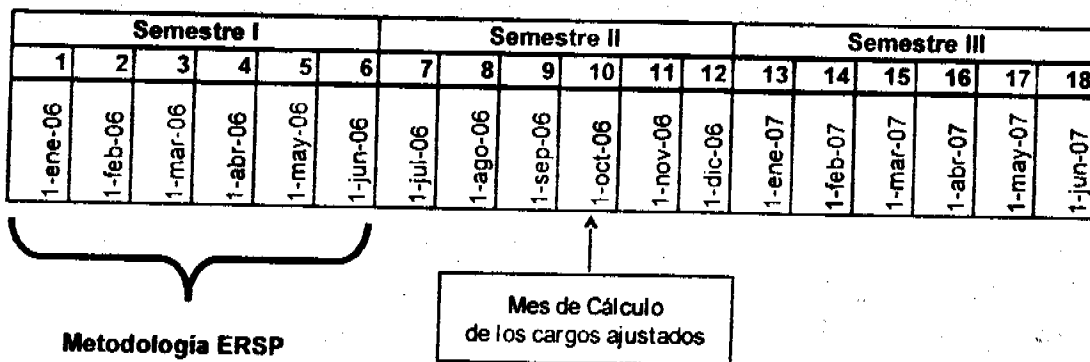
En el caso de que no se diera inflación ni variación de costos de abastecimiento, el ajuste semestral resultaría nulo.

Por lo tanto, el Ente Regulador indica que no puede aceptar la sugerencia.

11.77. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI señala respecto al capítulo XI.6 relacionado con la actualización dentro del periodo Tarifario que la simplificación de la formulación no compensa el retraso de un año que se produce en llevar a la tarifa los errores en la previsión. Las fórmulas de ajuste dan lugar a que si los costos reales calculados en el periodo p son menores que los estimados al calcular los cargos en este mismo periodo p , no se recuperen hasta el periodo $p-2$. También puede ocurrir el caso contrario, en perjuicio de los clientes. A diferencia del sistema vigente, la propuesta del Ente Regulador, deja fuera de consideración la diferencia entre ingresos y costos que se produce en el semestre inmediato anterior ($p-1$) al del semestre de vigencia de los cargos actualizados. La propuesta del Ente Regulador se traduce en un sobre costo financiero innecesario que deben pagar todos los clientes regulados. Para evitar ese problema, se puede mantener la metodología actual (en la cual se estiman parte de los costos del semestre $p-1$) o aplicar otra que tome en cuenta la diferencia entre ingresos y costos que se produce en los tres primeros meses del semestre $p-1$, las cuales se conocen al momento de calcular el

ajuste. El siguiente gráfico ilustra los tiempos del proceso de actualización de tarifas.



Con la metodología propuesta por Ente Regulador la diferencia entre ingresos y costos de los primeros 3 meses del Semestre II, se recupera al cabo de 12 meses. Con la metodología que proponemos, esa diferencia se recupera en 6 meses, por lo que hemos ajustado las ecuaciones descritas en los siguientes capítulos y secciones a los anteriores criterios.

Por esta consideración ha incluido la sugerencia para que sea incorporado en las fórmulas de actualización tarifaria de los costos de abastecimientos, las referentes a la inclusión del periodo p-1.

ANÁLISIS

En relación a las afirmaciones de EDEMET-EDECHI en cuanto a los plazos en que se recuperan las diferencias, tenemos que en la metodología propuesta la recuperación se produce al cabo de 12 meses y en la propuesta por la distribuidora al cabo de 9 meses y no en 6 meses como manifiesta.

Respecto a la carga financiera que señalan las empresas distribuidoras, es necesario señalar que la misma no se ocasione, ya que se le reconoce una tasa de interés a los saldos resultantes ya sean positivos o negativos.

Por lo tanto, el Ente Regulador considera razonable mantener el esquema periódico propuesto

11.78. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI señala respecto al artículo 482 relacionado con la actualización tarifaria dentro del periodo, específicamente que establece los semestres a considerar ha indicado que este artículo debe ser modificado. Ya que si los IPC se publican mensualmente, no tiene sentido indexar las tarifas utilizando un IPC de 13 meses de antigüedad y otro de 7 meses. Si la tarifa: 1) se aplica en el mes m del semestre p; 2) se aprueba en el mes m-1; 3) se presenta al Ente Regulador en el mes m-2; 4) utilizando el IPC del mes m-3. Entonces se pueden utilizar los IPC de 9 y 6 meses de antigüedad, evitando un retardo de 6 meses en la actualización de las tarifas.

ANÁLISIS

El Índice de Precios al Consumidor (IPC) que se utiliza está en correspondencia con los periodos a los cuales pertenecen los costos a actualizar, por lo que no se modificará el artículo propuesto.

11.79. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI señala respecto al artículo 483 que se debe considerar la actualización de los cargos de Conexión, Reconexión y Desconexión, utilizando la metodología de actualización tarifaria, en virtud de la suficiencia financiera establecida en la Ley 6.

ELEKTRA solicita que se adecue el artículo 484 para que el cargo de conexión se ajuste con el IPC. Indica que el cargo por conexión forma parte de los componentes del IMP de Distribución, por lo que al igual que los demás cargos de distribución se deben ajustar por las variaciones de los precios en general, medidas por el IPC.

ANÁLISIS

El comentario es correcto. Los costos de conexión y reconexión se deben ajustar siguiendo los mismos principios establecidos para los cargos de distribución. A fin de contemplarlo, y dado que los costos de conexión se los menciona junto con los de distribución, se incorporará el procedimiento de ajuste en el Artículo 484 propuesto.

La modificación para este artículo es la siguiente:

“Los cargos tarifarios de redes de distribución se ajustarán de acuerdo a los siguientes principios:

a) Ajuste de los cargos tarifarios de distribución:

Los cargos tarifarios de redes de distribución ($CD_{i,j}$) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CD_{p,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

$CD_{p-1,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

Nota: En el caso de que en la categoría tarifaria se utilicen los dos cargos uno en kW y otro en kWh, se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

b) Ajuste de los cargos tarifarios de conexión:

Los cargos tarifarios por costo de conexión ($CX_{i,j}$) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CX_{p,i,j} = CX_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CX_{p,i,j}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p para la categoría i;

$CX_{p-1,i,j}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p-1 para la categoría i

c) Ajuste de los cargos tarifarios de reconexión

Los cargos tarifarios por costo de reconexión (CRX_i) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CRX_{p,i} = CRX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

CRX_{p,i}: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p para la categoría i;

CRX_{p-1,i}: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p-1 para la categoría i

11.80. COMENTARIO

La Defensoría del Pueblo, Pedro Vásquez McKay y la SPIA indican que las fórmulas a partir del artículo 488 presentan cambios, los que no se puede determinar de que manera pueden influir en los cálculos. Se requiere que se haga un ejemplo genérico con base de datos anteriores, para establecer si estos cambios son reales y pueden mantener un buen espíritu de confianza entre ambas partes, los clientes y las distribuidoras.

ANÁLISIS

La metodología propuesta pondera las variaciones de dos semestres, en vez de tres semestres como se considera en la metodología actual. Este cambio permite identificar en el precio lo que corresponde a costos estimados futuros y lo que corresponde a correcciones o ajustes por costos incurridos a objeto de obtener una mayor claridad en la procedencia de los resultados.

11.81. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se cambie en el artículo 494, literal "a", el término energía transmitida por energía distribuida. Fundamenta su solicitud indicando que el concepto de costo permitido tiene por objeto que la tarifa reconozca únicamente la porción de costos que el distribuidor efectivamente factura. De esta manera, las pérdidas de distribución no son reconocidas en los cargos de generación. Es por eso que los cargos de distribución reconocen un componente de pérdidas de distribución eficientes, que tienen por objeto cubrir parte del costo de abastecimiento no reconocido en los cargos de abastecimiento que se consideran eficientes. De esta manera si la distribuidora logra reducir sus pérdidas al nivel reconocido como pérdidas de distribución eficiente recuperaría el 100% de sus costos de abastecimiento. Si aplicamos este concepto, entonces el porcentaje de costos reconocidos debe ser 1 - las pérdidas de distribución. Utilizando la fórmula actual de costo permitido esto no se cumple.

En transmisión y pérdidas de transmisión, la tarifa está desconociendo, además de las pérdidas de distribución, las pérdidas en el sistema de transmisión. Solicita que se lea así:

"Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión (Monómico_{Tp}), que resulta de

dividir el costo de transmisión entre la energía distribuida (kWh) por la Distribuidora, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p), así:

$$TM_{\text{distribuida}} = VE_p \times (\text{Monómico} - T_p)$$

Esta observación aplica también para el artículo 494, literal "b".

ANÁLISIS

El artículo 413 establece la forma de determinar el Ingreso Permitido por Pérdidas en Distribución. En el mismo queda claro que el costo monómico cubre el total de los costos de generación, transmisión, pérdidas del sistema de transporte y demás costos. Por lo tanto, si el distribuidor logra reducir su nivel de pérdidas de distribución al nivel eficiente, está recuperando el 100% de sus costos de abastecimiento. La solicitud propuesta por la empresa distribuidora conllevaría a que el costo de transmisión asociado a las pérdidas de distribución se estaría reconociendo dos veces.

El Ente Regulador considera que el artículo 494, literal a) y b), es correcto y no debe ser modificado.

11.82. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI señala respecto al artículo 494 relacionado con la actualización del cargo de transmisión que el literal "a", acápite (iv), se debe adecuar al artículo 446 de este RDC, así:

"Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá cuyo cargo haya sido aprobado por el Ente Regulador."

ANÁLISIS

Resultado de la revisión de los artículos 446 y 494 de la propuesta del RDC se observa una diferencia que es necesario corregir. En este sentido es correcto que se le reconozcan a la empresa distribuidora cargos de transporte pagados a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador. En función de ello se modificará el literal (iv) del acápite a) del artículo 494 de tal manera que diga:

"(iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador."

La modificación al artículo 446 ya fue considerada en el análisis del comentario 11.62.

11.83. COMENTARIO

Víctor Carlos Urrutia G. señala sobre el artículo 495, cargos tarifarios de generación, que existen edificios y/o complejos de edificios que albergan múltiples clientes con múltiples medidores y que a su vez están provistos de plantas de emergencia. En la gran mayoría de estos casos, ante una interrupción del servicio eléctrico, los medidores individuales registran el consumo de la

energía suministrada por la planta. La distribuidora queda entonces, involuntariamente, cobrando por una energía que no ha comprado.

Para cumplir con el requisito legal de que las distribuidoras no deben ganar ni perder en el rubro de suministro de energía. Sugerimos que se mida la energía generada por la planta y que la distribuidora le compense a los responsables de la planta (dueños del edificio o asociación de usuarios) por la energía generada utilizando el mismo costo monómico que se utiliza para compensar la generación propia de la distribuidora correspondiente.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera pertinente el comentario, por lo cual se incorpora un nuevo artículo después del artículo 476 de la propuesta que diga así:

"En aquellos casos en que existan plantas de emergencia que abastezcan a más de un cliente y cuya generación en casos de pérdidas del suministro normal de electricidad, es registrada por los medidores de los clientes finales de la empresa distribuidora, el responsable de la planta de emergencia, podrá solicitar a su costo la instalación de un medidor que registre la energía entregada a dichos clientes finales.

La empresa distribuidora leerá mensualmente este medidor, junto con la lectura de los medidores de los clientes finales vinculados al mismo. Si como resultado de tal lectura se desprende que la planta de emergencia ha operado para abastecer a los clientes finales, se generará un saldo a favor del responsable de la planta de emergencia, el cual deberá ser acreditado por la empresa distribuidora, para lo cual se valorará la energía según el costo monómico medio vigente en el periodo de facturación.

La demanda registrada por los medidores de los clientes finales serán considerados siempre como suministrados por la empresa distribuidora."

Por otra parte, se aclara que en el Régimen de Suministro de RDC se establecerán las condiciones que deben seguirse para la instalación de este tipo de medición.

11.84. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se adecue el artículo 495, literal "a", para que no se incluya el consumo del alumbrado público, en el cálculo del costo permitido de generación en horas de punta. El costo permitido en punta no debe considerar energía de consumo de alumbrado público porque ésta se da en horas fuera de punta.

ANÁLISIS

En la práctica al no existir consumo de alumbrado público en las horas de punta, es equivalente a sumar cero (0). No obstante, atendiendo el comentario se modificará el artículo 495, literal a) de tal manera de excluir el consumo de alumbrado público en la fórmula del cálculo del monómico. Y donde dice: "Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta (Monómico G_p) por los kWh vendidos en horas de Punta (incluyendo el

consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p.", será reemplazado por: "Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta (Monómico G_p) por los kWh vendidos en horas de Punta (excluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p."

11.85. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se adecue el artículo 495, literal "a", así:

" $VE_{p,i}^P$: Ventas pronosticadas de energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i (clase de clientes).

Señala que el pronóstico de las ventas se hace para todas las tarifas indistintamente de si tienen o no medición horaria. En el caso de las tarifas que no dispongan de esa medición su asignación del consumo en horas de punta se determinará a partir de los resultados del estudio de carga.

ANÁLISIS

El comentario es correcto. Se adecuará el artículo 495, literal a) de acuerdo a lo propuesto, quedando en tal caso el párrafo mencionado de la siguiente forma:

" VE_{pi}^P : Ventas pronosticadas de energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) durante el semestre p".

11.86. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se adecue el artículo 495, literal "a" para que se agreguen los costos de administración de contratos de compra venta de energía que resultan de los procesos de licitación, liquidación y verificación de los contratos. Fundamenta su solicitud indicando que la distribuidora no debe ganar ni perder en la compra y venta de energía en el mercado mayorista. Para que esto se cumpla la distribuidora debe poder traspasar a los clientes los costos asociados a la contratación y administración de los contratos de compra de energía, debidamente sustentados.

ANÁLISIS

Los costos de administración de contratos y otros costos asociados ya están contemplados en los Costos de Administración determinados a partir de las ecuaciones de eficiencia por lo cual, lo solicitado implicaría contemplar estos costos dos veces, por lo ue no se acepta la sugerencia.

11.87. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se adecue el artículo 495, literal "a" para que se reemplace la palabra "abastecimiento" por "generación", señal de que este cargo se refiere a los costos de potencia de generación y no debe considerar los costos totales de abastecimiento. Solicitan que se modifique para que se lea así:

" GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en horas de Punta del semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente."

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que resulta pertinente el comentario, razón por la cual el párrafo señalado se modificará de modo tal que quede redactado así:

"GPR_{p-2}: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en horas de Punta del semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente."

11.88. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI señala respecto al artículo 509 relacionado con la divulgación de los cargos tarifarios para el semestre siguiente, solicitando que se elimine el párrafo que establece que se debe hacer una segunda publicación con los pliegos tarifarios definitivos. Señalan que no tiene sentido hacer una segunda publicación, ya que el pliego definitivo estará a disposición de los clientes en las oficinas comerciales y de atención al público. Esta norma sería violatoria de lo dispuesto en el artículo 99 de la Ley 6.

ANÁLISIS

La publicación de los pliegos tarifarios tiene por objeto que todos los clientes los conozcan. Como se hace la publicación de los pliegos propuestos que luego serán observados y corregidos, se hace necesario que se publiquen los definitivos. La existencia de los pliegos tarifarios vigentes en oficinas de la distribuidora no es suficiente pues la mayor parte de los clientes no concurren a las mismas.

Esta disposición no es violatoria del Artículo 99 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 debido a que la misma Ley contempla en el numeral 6 del Artículo 90 la obligación de las empresas distribuidoras de publicar los cuadros tarifarios aplicables a los clientes y como se podrá observar de darse correcciones al cuadro tarifario divulgado en la primera publicación no correspondería con el que finalmente será aplicado al cliente.

No obstante, para efectos de facilitar el proceso se modificará el plazo para que en el caso de requerirse una segunda publicación la misma pueda ser a más tardar cinco días después de entrada en vigencia. Por lo que, el último párrafo del artículo quedará así:

"En el caso de objeciones planteadas por el ERSP ante alguna empresa y habiendo transcurrido el tiempo requerido para la corrección de las mismas o solución de las eventuales controversias, la empresa afectada deberá efectuar una segunda publicación con los nuevos cargos aprobados por el ERSP, a más tardar cinco (5) días calendario después de la entrada en vigencia de los mismos."

11.89. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que se modifique el artículo 511, para que la tasa para déficit sea basada en la tasa para préstamos comerciales y para excedentes sea la tasa de depósitos a plazo fijo. Fundamenta su solicitud indicando que el concepto detrás del reconocimiento de intereses sobre déficit o excedentes que resultan entre los ingresos y costos reales de generación, transmisión y pérdidas de transmisión es:

- En el caso de déficit, la empresa está obligada a obtener financiamiento para hacer frente a la falta de ingresos para honrar los pagos con los diferentes agentes del mercado. En ese sentido, el interés reconocido representa el costo financiero adicional en que la empresa incurre, valorado a una tasa promedio de préstamos comerciales. Como se observa es un simple traslado de costos.
- En el caso de excedentes, la empresa mantiene ese efectivo adicional en sus cuentas y reconoce por eso al cliente un costo del dinero en el tiempo bajo el supuesto de que el dinero fue depositado en un plazo fijo. De ninguna manera la empresa utiliza ese excedente para realizar actividades de intermediación financiera que generarían intereses a una tasa comercial.

Basados en lo anterior, obligar a la empresa a reconocer una tasa de interés asociado a préstamos comerciales cuando se dé un excedente, penaliza a la empresa, obligándola a devolver un ingreso que no percibió.

Sobre este artículo 511 EDEMET-EDECHI comentó que debe mantenerse la distinción de aplicación de tasas de interés en el caso cuando existan excedentes y faltantes.

ANÁLISIS

La generación de déficit o excedentes se produce por diferencias entre lo pronosticado y lo real. Si no en forma absoluta, es evidente que entre el cliente y la distribuidora quien tiene mayor responsabilidad sobre los mismos es esta última. Por lo tanto, no resulta justo que sean los clientes quienes deban pagar el costo financiero de los errores de la distribuidora. Planteado de otra manera podría pensarse que la distribuidora tiene un incentivo para sobreestimar los costos pues de esa manera obtiene un financiamiento a costos de plazo fijo cuando lo requiere y a subestimarlos cuando tiene excedentes prestándolos a los clientes a la tasa de crédito comercial.

Por un principio de equidad y a fin de eliminar el incentivo, el criterio es que ambas tasas sean iguales.

Por lo tanto, se mantiene la redacción prevista.

11.90. COMENTARIO

EDEMET-EDECHI solicita que en el texto del artículo 520 se reemplace a la Empresa de Transmisión Eléctrica por el Centro Nacional de Despacho para que sea esta última quién calcule la demanda máxima no coincidente y agregar a los grandes clientes que contratan libremente en forma individual.

Señalan que quién calcula estos valores es el Centro Nacional de Despacho por lo que, la Empresa de Transmisión deberá basarse en esta información para los cálculos correspondientes.

ANÁLISIS

Del análisis de este comentario, es opinión del Ente Regulador que el artículo 520 debe ser eliminado, ya que en el artículo 4 del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005, se estableció que los grandes clientes, independientemente de si compran o no su energía y

potencia a tarifa regulada, para efectos de los cargos de transmisión, los mismos son representados por la empresa de distribución de manera que pagan por este concepto directamente a la empresa distribuidora, por lo cual ya no se requiere este artículo.

11.91. COMENTARIO

ELEKTRA solicita que en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido o en el cálculo de los costos permitidos de compra y transmisión de energía en la actualización periódica de las tarifas se incluya un componente que le reconozca a la empresa los ingresos de generación y transmisión no cobrados de las cuentas malas o incobrables. Señalan que de acuerdo a la Ley 6 los costos de compra de energía y de transmisión son "pass through", la empresa no debe ganar ni perder en estas transacciones. En los últimos años Elektra ha estado experimentando un crecimiento en sus cuentas malas, debido a la libertad que tiene los clientes de solicitar nuevas cuentas de suministro. Estas cuentas incluyen un componente de costo de energía suministrada que la empresa no tendría la oportunidad de recuperar.

Según señala Elektra, de acuerdo al Ente Regulador el costo por incobrabilidad es reconocido como parte del IMP, ya que esta es una de las cuentas o datos que se utilizan de las empresas modelo en el cálculo de las ecuaciones de eficiencia. Esto permite recuperar parte del Valor Agregado de Distribución no así los costos de abastecimiento.

Con respecto a la recuperación parcial del Valor Agregado de Distribución, no a todas las empresas FERC se les reconoce la incobrabilidad y no a todas se les reconoce el mismo nivel de incobrabilidad. El análisis de quienes tienen incluido este componente es importante para segmentarlos. Nuevamente el análisis de conglomerado es imperativo para mantener la mayor similitud entre las empresas de la FERC y las distribuidoras en Panamá

ANÁLISIS

Está claro, como lo reconoce el comentario, que el nivel de incobrabilidad de las comparadoras está incluido en el análisis de eficiencia y por lo tanto, sus costos equivalentes son reconocidos. Por otro lado en Panamá existen las normas y los procedimientos adecuados para que la distribuidora, en una gestión eficiente, pueda mantener esos niveles dentro de límites aceptables. Pretender que se reconozcan todas las cuentas incobrables, no solo duplicaría algunos costos reconocidos sino que desaparecería la señal para orientar a la distribuidora a una gestión eficiente.

El Ente Regulador considera que la incorporación de lo solicitado no corresponde.

SOBRE LAS DEFINICIONES RELACIONADAS AL RÉGIMEN TARIFARIO:

11.92. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI respecto al artículo 5 consideran que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "Abastecimiento: Adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requerida, puesta en nodos

de la Empresa Distribuidora (incluye el servicio de transmisión, servicios de distribución prestados por otros agentes del mercado, pérdidas de transmisión y demás servicios del mercado mayorista y del mercado regional)." Consideran que se deben incluir los servicios prestados por otras empresas de distribución y agentes del mercado (ACP y de ELEKTRA a EDEMET), así como los del mercado regional.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que la redacción de esta definición en la propuesta de RDC abarca los costos señalados en el comentario, y específicamente en el caso de servicios prestados por otros agentes. En la propuesta de RDC se menciona explícitamente las condiciones para el reconocimiento de estos costos, por lo que se mantendrá la misma.

11.93. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "**Actividad No Regulada:** Cualquier otra actividad que realice la Empresa Distribuidora distinta a la actividad regulada, pero que esté relacionada con el sector eléctrico." Consideran que se debe aclarar que la actividad debe estar relacionada con el sector eléctrico.

ANÁLISIS

El Ente Regulador indica que las actividades no reguladas normadas en el Capítulo XI.3 del Título XI del propuesto RDC deben incluir cualquier actividad que realice la empresa de distribución fuera de lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y que involucre el uso de activos de distribución y comercialización, para que esto sea debidamente considerado en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido. El no considerar esto así, involucraría que ciertas actividades, tales como el alquiler de postes para actividades no relacionadas al sector eléctrico como puede ser para el uso de telefonía, no serían considerados para el ajuste correspondiente en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido, lo cual es inaceptable.

11.94. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que se debe eliminar la definición de "**Agentes del mercado, Cliente, Cliente final, Comercialización, Distribución, Ente Regulador, Gran Cliente, Prestador de Servicios Públicos de Electricidad, Régimen Tarifario, Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización y Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución**" ya que señalan que estos conceptos han sido definidos en la Ley 6, por lo que no deben formar parte del RDC. En el caso específico del concepto "Ente Regulador" también está definido en la Ley 26 que lo crea. En el caso específico de las definiciones de "Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización" y "Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución" señalan el concepto que brinda la Ley 6 es mucho más amplio que el que se pretende imponer en este RDC, lo que hace que las definiciones aquí brindadas sea violatorias de lo dispuesto en la Ley 6.

ANÁLISIS

El Ente Regulador indica en referencia a las definiciones, que para tener un documento auto contenido, es necesario que las definiciones que ya están en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 o en la Ley 26 de 29 de enero de 1996 sean transcritas al RDC. Esto no afecta ni la jerarquía de las leyes, ni ningún otro aspecto relacionado, por lo cual en este aspecto no se acepta este comentario.

En referencia a las definiciones de "Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización" y "Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución", se indica que se harán las modificaciones en la redacción final de manera tal que se recoja el concepto completo dado por la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Quedando estas definiciones de la siguiente forma:

Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización: *Es la actividad de venta de energía eléctrica a los Clientes Finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.*

Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución: *Es la actividad de transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.*

11.95. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "Cargos Tarifarios: Valores absolutos o unitarios representativos de la tarifa, que aplicados al consumo/demanda de cada Cliente o al cliente, determinan el monto a pagar a la Empresa Distribuidora por los servicios contratados. Son los valores, que figuran directamente en el Pliego Tarifario." Consideran que se debe aclarar sobre la aplicación, ya que se deben considerar los cargos fijos.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera que el comentario es aceptable, dado que debe quedar entendido que son todos los componente que comprende el pliego tarifario. Se modificará el mismo de tal manera que diga:

"Cargos Tarifarios: *Valores absolutos o unitarios representativos de la tarifa, que aplicados al Cliente, determinan el monto a pagar a la Empresa Distribuidora por los servicios contratados. Son los valores, que se establecen en el Pliego Tarifario."*

11.96. COMENTARIO

Elektra indica que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "Comercialización: Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada." Sustenta su posición en que la definición contenida en la propuesta del Ente Regulador no se ajusta a la definición de comercialización contenida en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

ANÁLISIS.

El Ente Regulador acepta el comentario de Elektra y se modificará en la redacción final la definición de "Comercialización" de manera tal que quede así:

Comercialización: Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

11.97. COMENTARIO

Elektra indica que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "**Demanda:** Es el valor promedio de la potencia medido durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW." Propone que se mantenga la definición contenida en el Régimen de Distribución vigente, pues la propuesta del Ente Regulador no se ajusta a la práctica acostumbrada. Indica, que generalmente la demanda es medida en intervalos de 15, 30 o 60 minutos, tal como señala la nota al pie de la definición de "intervalo de demanda" contenida en la norma ANSI C.12.1, siendo la práctica acostumbrada en Panamá el uso de 15 minutos.

ANÁLISIS

Se considera aceptable el comentario de Elektra, por lo que se mantendrá la definición del Régimen Tarifario vigente, quedando esta definición así:

"Demanda: Es el valor promedio de la potencia medido durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW."

11.98. COMENTARIO

Elektra indica que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "**Densidad De los Clientes:** Concentración de Clientes en una red eléctrica, medida usualmente a través del indicador GWh/Kilómetros Cuadrados por Año." Considera que la definición contenida en la propuesta del Ente Regulador no se ajusta a lo establecido en la Resolución JD-224 de 31 de marzo de 1998; sino más bien corresponde a la definición de áreas representativas. En caso de que el Ente Regulador desee cambiar este concepto, deberá previamente expedir una resolución específica.

EDEMET y EDECHI consideran que se debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: "**Densidad de los Clientes:** Concentración de Clientes en una red eléctrica, medida usualmente a través del indicador Clientes/Kilómetro de Línea-Circuito de Media Tensión. Esta definición aplica únicamente para la determinación del Ingreso Máximo Permitido." Consideran que el concepto de densidad de los clientes es de uso exclusivo en la determinación del IMP.

ANÁLISIS

En respuesta al comentario de Elektra el Ente Regulador señala que la definición de "Densidad de los Clientes" no tiene por qué ajustarse a la Resolución JD-224 de 31 de marzo de 1998 "Por la cual se establecen cuatro (4) áreas representativas para la Empresa de Distribución Eléctrica Noreste, S.A.", ya que precisamente lo que se está haciendo en la propuesta del RDC con esta definición y en el Título XI referido al Régimen Tarifario es establecer las normas que se utilizarán para la determinación de las áreas representativas. Esto es una facultad del Ente Regulador, de acuerdo a lo establecido en los Artículos 98 y 103 de la ley 6 de 3 de febrero de 1997 para propósitos de la comparación de las empresas de distribución con empresas comparadoras.

En respuesta al comentario de EDEMET y EDECHI, el Ente Regulador confirma que la definición de "Densidad de los Clientes" es sólo para efectos del Régimen Tarifario y no modifica la definición de Áreas Representativas utilizada en las normas de calidad. Esto se aclarará en las Resoluciones que aprueben las Áreas representativas.

Adicionalmente, para mayor claridad se ajustará la definición de densidad de clientes, eliminando de la misma el ejemplo, quedando dicha definición de la siguiente forma:

"Densidad de los Clientes: Concentración de clientes en una red eléctrica."

11.99. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: **"Empresa Distribuidora:** Empresa responsable de la Distribución y Comercialización de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley 6 y el Contrato de Concesión." Consideran que se debe adicionar la actividad de comercialización que tanto la Ley 6, como el Contrato de Concesión le permite realizar, al igual que se añade que esta actividad se presta de conformidad con la Ley 6.

ANÁLISIS

Se acepta el comentario de EDEMET y EDECHI, por lo que esta definición en la redacción final del RDC quedará así:

"Empresa Distribuidora: Empresa responsable de la Distribución y Comercialización de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley 6 y el Contrato de Concesión."

11.100. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que se debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: **"Factor de Coincidencia Externo de la Clase k (clase de Cliente) en el Nivel j (nivel de tensión):** Es el cociente entre la potencia coincidental de la clase k con la máxima demanda del nivel de tensión j y la potencia máxima de la clase k." Consideran que con esto se aclara que el cálculo se realiza con la potencia coincidental y no con la máxima.

ANÁLISIS

El comentario es correcto. Se modificará la redacción para que diga:

"Factor de Coincidencia Externo de la Clase k (clase de Cliente) en el Nivel j (nivel de tensión): Es el cociente entre la potencia coincidental de la clase k con la máxima demanda del nivel de tensión j y la potencia máxima de la clase k."

11.101. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que se debe modificar la siguiente definición de modo que se lea así: **"Factor de Coincidencia Interno (o simultaneidad) de la Clase k (clase de Cliente) en el nivel j:** Es el cociente entre la potencia máxima de la clase k y la suma de las potencias máximas individuales de los clientes de esa clase." Consideran que con esto se aclara que el cálculo se realiza con la potencia máxima y no con la coincidental.

ANÁLISIS

Es correcto el comentario, solo que debe eliminarse la mención al nivel j. Se modificará la redacción para que diga:

“Factor de Coincidencia Interno (o simultaneidad) de la Clase k (clase de Cliente): Es el cociente entre la potencia máxima de la clase k y la suma de las potencias máximas individuales de los clientes de esa clase.”

11.102. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que deben modificarse las definiciones de “Horas de Punta” y “Horas Fuera de Punta” para que se adecuen a las horas utilizadas por el CND o que el CND se adecue a las definiciones. Dan el ejemplo que según el CND, el sábado en la mañana es hora de punta, y así tiene otros períodos que califica como horas de punta distintos a estas definiciones.

ANÁLISIS

Las definiciones de “Horas de Punta” y “Horas Fuera de Punta” utilizados en el RDC proviene del análisis que el CND hizo del tema a solicitud del Ente Regulador. Estas horas de punta y fuera de punta son consideradas en la propuesta de RDC para el establecimiento de la estructura tarifaria y sus actualizaciones.

11.103. COMENTARIO

Elektra señala que debe modificarse la siguiente definición de modo que se lea así: “Pico de Demanda: Es la máxima demanda sobre un periodo designado de tiempo.” Indica Elektra, que la demanda siempre es asociada a la carga; cuando decimos que la demanda es “producida” no se entiende claramente a qué nos referimos; en la misma situación está la demanda máxima instantánea. Observa que para condiciones instantáneas el término que se utiliza generalmente es potencia, que se aplica tanto a la carga como a la producción de electricidad.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera aceptable el comentario de Elektra en lo referente a que la demanda se refiere al consumo. Sin embargo, sí es factible referirse a la demanda como demanda máxima instantánea o demanda máxima promedio sobre un periodo designado de tiempo. Esta definición se modificará en la redacción final del RDC, quedando la misma como:

“Pico de Demanda: Es la máxima demanda consumida en un periodo de tiempo establecido. Puede referirse a la aemanda máxima instantánea o a la demanda máxima promedio sobre un periodo designado de tiempo.”

11.104. COMENTARIO

EDEMET y EDECHI consideran que se debe modificar la siguiente definición de modo que se lea así: “Punto de Interconexión o de Conexión: Es el punto donde un Cliente Final o Usuario es conectado a la red de la Empresa Distribuidora y que delimita las propiedades eléctricas entre el Cliente Final o Usuario y la Empresa Distribuidora.” Consideran que con el Punto de Interconexión se debe identificar claramente las responsabilidades y derechos de cada una de las partes en sus instalaciones eléctricas.

ANÁLISIS

El Ente Regulador considera aceptable este comentario y se modificará esta definición en la redacción final del RDC, de manera que quede así:

"Punto de Interconexión o de Conexión: Es el punto donde un Cliente Final o Usuario es conectado a la red de la Empresa Distribuidora y que delimita las propiedades eléctricas entre el Cliente Final o Usuario y la Empresa Distribuidora."

Sin embargo, esta definición no exime de responsabilidades de las empresas distribuidoras, cuando le competan de acuerdo a lo establecido en este RDC, cuando haya daños en las instalaciones o equipos eléctricos de los clientes finales y usuarios.

12. Que siendo la actividad de distribución de energía eléctrica regulada, y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber del Ente Regulador realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley de su creación y de las Leyes sectoriales correspondiente; por lo que,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, contenido en el ANEXO A de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: APROBAR las DEFINICIONES del Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, contenidas en el ANEXO B de esta Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

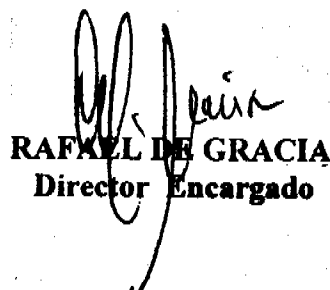
TERCERO: La presente Resolución regirá a partir de su promulgación.

Fundamento de Derecho: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley 24 de 1999 y por la Ley 15 de 7 de febrero de 2001; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y demás disposiciones concordantes.

PROMÚLGUESE Y CÚMPLASE,



CARLOS E. RODRÍGUEZ B.
Director



RAFAEL DE GRACIA
Director Encargado


NILSON A. ESPINO
Director Presidente Encargado



**ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS
PUBLICOS**

ANEXO A

**TÍTULO IV: RÉGIMEN TARIARIO DE DEL SERVICIO PÚBLICO
DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

Febrero de 2006

**ÍNDICE DE CONTENIDO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DEL
SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO IV.1: ASPECTOS GENERALES.....	
SECCIÓN IV.1.1: VIGENCIA.....	
SECCIÓN IV.1.2: APLICACIÓN.....	
SECCIÓN IV.1.3: EMPRESAS COMPARADORAS.....	
SECCIÓN IV.1.4: ÁREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.1.5: VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	
CAPITULO IV.2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS.....	
SECCIÓN IV.2.1: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.2.2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN.....	
SECCIÓN IV.2.3: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	
SECCIÓN IV.2.4: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....	
CAPITULO IV.3: ACTIVIDADES NO REGULADAS.....	
CAPITULO IV.4: CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA	
SECCIÓN IV.4.1: LINEAMIENTOS GENERALES.....	
SECCIÓN IV.4.2: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.4.3: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.4.4: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN.....	
SECCIÓN IV.4.5: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO.....	
SECCIÓN IV.4.6: Criterios para el diseño de los componentes de costos de abastecimiento:.....	
SECCIÓN IV.4.7: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....	
SECCIÓN IV.4.8: IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS.....	
CAPITULO IV.5: APLICACIÓN DE LAS TARIFAS.....	
SECCIÓN IV.5.1: DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TÁRIFA.....	
SECCIÓN IV.5.2: USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.5.3: OPCIONES TARIFARIAS.....	
SECCIÓN IV.5.4: FACTURACIÓN.....	
SECCIÓN IV.5.5: FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE.....	
SECCIÓN IV.5.6: Depósitos en garantía, Cargos de Conexión, Cargos por reconexión, cargos por morosidad, recargos por bajo factor de potencia.....	
CAPITULO IV.6: ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO	
SECCIÓN IV.6.1: LINEAMIENTOS GENERALES.....	
SECCIÓN IV.6.2: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN³⁸.....	
SECCIÓN IV.6.3: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.6.4: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO.....	
SECCIÓN IV.6.5: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN.....	
SECCIÓN IV.6.6: METODOLOGIA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO.....	
SECCIÓN IV.6.7: PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS.....	
SECCIÓN IV.6.8: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL PRIMER SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/07/2006 - 31/12/2006).....	
SECCIÓN IV.6.9: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL SEGUNDO SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/01/2007 -30/06/2007).....	
SECCIÓN IV.6.10: CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL.....	
SECCIÓN IV.6.11: REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA.....	
SECCIÓN IV.6.12: AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA.....	
SECCIÓN IV.6.13: PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA.....	

TITULO IV: RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO IV.1: ASPECTOS GENERALES

Artículo 1 El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación. En adelante se le llama Régimen Tarifario o simplemente Régimen.

Artículo 2 Las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y Comercialización de Electricidad deberán presentar, para aprobación del ERSP, pliegos tarifarios de aplicación a los clientes regulados y tarifas por uso de redes de distribución, siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este documento.

Artículo 3 Las tarifas reguladas de electricidad deberán elaborarse de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 97 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

SECCIÓN IV.1.1: VIGENCIA

Artículo 4 Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1° de julio de 2006 y expirará el 30 de junio de 2010. Este periodo de vigencia se define como el Periodo Tarifario.

SECCIÓN IV.1.2: APLICACIÓN

Artículo 5 Este Régimen es de aplicación únicamente a:

- a) Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- b) Todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final, es decir todo cliente final en los términos de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.
- c) Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Artículo 6 Este régimen tarifario no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador directamente a un distribuidor para la entrega de su producción, ya que dicho uso y metodología para establecer los cargos por uso de redes es reglamentado por el Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión vigente.

SECCIÓN IV.1.3: EMPRESAS COMPARADORAS

Artículo 7 Las empresas comparadoras a las que se refiere el artículo 103 de la Ley, se seleccionan con el fin de definir condiciones de eficiencia para las empresas de distribución y Comercialización de electricidad, basadas en el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Artículo 8 Se definen para ello *variables de costos y de pérdidas* de las empresas comparadoras, cuyos valores se aproximan basándose en *ecuaciones de eficiencia*, como se explica más adelante. Las ecuaciones de eficiencia se estiman a partir de variables explicativas de la evolución de dichos costos o pérdidas sobre una muestra representativa de empresas.

Artículo 9 Las variables de costos o pérdidas, y sus respectivas ecuaciones de eficiencia, son la base para el cálculo de los ingresos máximos permitidos de las empresas reguladas, tanto para la actividad de Distribución como para la de Comercialización.

Artículo 10 La muestra representativa de empresas que servirán como empresas comparadoras para el periodo tarifario se definirá por Resolución del ERSP que se emitirá oportunamente.

SECCIÓN IV.1.4: ÁREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 11 El ERSP define las Áreas Representativas para propósitos de comparación con empresas comparadoras a que se refiere la Ley 6 de 1997 como parte del proceso de determinación del valor agregado de distribución y comercialización.

Artículo 12 El Ente Regulador definirá, sobre la base de uno o más indicadores representativos de las características propias del mercado y del sistema eléctrico, la utilización de una o más áreas representativas. Estos indicadores deben estar disponibles tanto para las unidades de análisis del sistema a analizar como para las empresas comparadoras, deben resultar estadísticamente significativos y se deberá demostrar que son los que mejor caracterizan la división del área de servicio en áreas representativas.

Artículo 13 A los efectos de la aplicación del presente Régimen Tarifario, de resultar más de un área representativa, los corregimientos incluidos en la zona de concesión de cada empresa distribuidora serán clasificados sobre la base de criterios e indicadores que deberán guardar similitud con los utilizados en el agrupamiento de las empresas comparadoras.

Artículo 14 Las áreas representativas y la clasificación de los corregimientos en dichas áreas para el periodo tarifario se definirán mediante Resolución del ERSP que se emitirá oportunamente.

Artículo 15 El ERSP clasificará los corregimientos en las áreas representativas definidas utilizando toda la información que disponga, y mediante las estimaciones que considere necesario de existir problemas con la misma.

SECCIÓN IV.1.5: VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Artículo 16 Las variables de costos y pérdidas a considerar son las siguientes:

- a) Activos de Distribución (incluye Sistema Principal y Conexión) (AD)
- b) Activos de Comercialización (AC)
- c) Costos de Administración, que incluyen tanto Distribución (Sistema Principal y Conexión) como Comercialización (ADM)
- d) Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (Sistema Principal y Conexión) (OM)
- e) Costos de Comercialización (incluyen Medición, Facturación y otros) (COM)
- f) Pérdidas de Energía (PD%)

Artículo 17 Las variables de costos y pérdidas se determinan a partir de variables explicativas a través de Ecuaciones de Eficiencia. Las variables explicativas son:

- a) El número total de clientes.
- b) La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- c) La energía vendida.

Artículo 18 Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones exponenciales de la siguiente forma para cada área representativa (j):

$$(1) AD_j = a_j * C_j^{\alpha_j} * D_j^{\beta_j}$$

$$(2) AC_j = b_j * C_j^{\gamma_j} * D_j^{\delta_j}$$

$$(3) ADM_j = c_j * C_j^{\epsilon_j} * D_j^{\phi_j}$$

$$(4) OM_j = d_j * C_j^{\eta_j} * D_j^{\lambda_j}$$

$$(5) COM_j = e_j * C_j^{\mu_j} * D_j^{\nu_j}$$

en la que:

- C_j es el número de clientes del Área Representativa "j",
- D_j es la carga máxima, a nivel punto de inyección, correspondiente al Área Representativa "j". Siempre se debe cumplir que $\sum D_j = D$, siendo D la demanda máxima de todo el sistema.
- a_j, b_j, c_j, d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \delta_j, \epsilon_j, \phi_j, \eta_j$ y λ_j representan las elasticidades de la variable de costo que se pretende determinar con respecto a cada variable explicativa.

Cada variable de costo puede ser explicada por una o ambas de las variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas.

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

Artículo 19 Las pérdidas eficientes de energía se representarán a través de un coeficiente de Pérdidas de Energía ($PD\%$) para cada Área Representativa "j" o empresa. El mismo se determinará a partir de una ecuación de eficiencia estimada en base a las pérdidas de las empresas comparadoras clasificadas en el Área Representativa "j", mediante las ecuaciones siguientes:

$$(6) \quad EP_{t,j} = e^A * MWhD_{t,j}^B$$

Donde:

$EP_{t,j}$: Pérdidas de Energía en el año "t", correspondientes al Área Representativa "j"

$MWhD_{t,j}$ Energía total (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año "t" correspondiente al Área Representativa "j". Se determinará sobre la base de la Energía Total Prevista para el año "t", según un estudio de demanda que la distribuidora deberá presentar a aprobación del Ente Regulador a más tardar el 30 de Octubre del año anterior al inicio del nuevo periodo tarifario y un factor de participación para cada ARj que la distribuidora remitirá al Ente Regulador en su pronóstico de demanda para cada año tarifario. El mismo deberá guardar relación lógica con el grado de participación resultante de la facturación a clientes finales con datos completos del periodo tarifario anterior. Si así no resultara, el Ente Regulador efectuará la distribución con este último criterio. La Energía Total Prevista deberá incluir tanto a clientes regulados como a Grandes Clientes (no regulados) y deberá guardar relación y consistencia con el Informe Indicativo de Demanda aprobado por el Ente Regulador vigente al momento de la realización del cálculo. El estudio de demanda aprobado por el Ente Regulador será el que deberá utilizar la distribuidora para su estudio tarifario.

e: Base de los logaritmos naturales

A y B: Parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia

Solo para el caso de la estimación de las pérdidas, y previo a la determinación de los parámetros de la ecuación de eficiencia correspondiente, se clasificarán las empresas comparadoras en las ARs en función de que el valor de su indicador (INDIS) se encuentre entre los límites especificados para las ARs y de que su valor porcentual de pérdidas se encuentre dentro de valores extremos aceptables definidos por el ERSP.

El Porcentaje de las pérdidas de energía de la empresa para el año "t", respecto de la energía total ingresada, resultará de la siguiente ecuación:

$$(7) PD, \% = \frac{\sum_j EP_{t,j}}{\sum_j MWhD_{t,j}}$$

Donde:

PD,%: Porcentaje de pérdidas de energía de la empresa, respecto de la energía ingresada a la misma, correspondiente al año "t".

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia de cada área representativa serán establecidos mediante resolución del Ente Regulador.

Artículo 20 Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia de cada área representativa serán establecidos mediante resolución del ERSP.

CAPITULO IV.2 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS

Artículo 21 El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IMP = IMPD + IMPCO + ALUMPU$$

Donde:

IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.

IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.

ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la Empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

Artículo 22 El Ente Regulador revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. En caso de que se detecten ingresos en exceso el ERSP tomará las medidas para ajustar dicho exceso en el próximo periodo tarifario.

SECCIÓN IV.2.1 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 23 El Ingreso Máximo Permitido para recuperar los costos de la actividad de Distribución en el Período Tarifario se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$IMPD = IPSD + IPPD$$

Donde:

IPSD es el valor presente de los ingresos permitidos por los costos del sistema de distribución (incluye el Sistema Principal y las Conexiones) en el Período Tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

IPPD es el valor presente de los ingresos permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en el Periodo Tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

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 del ERSF 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)

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 el ERSP 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 al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. El Ente Regulador 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 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) 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 el ERSP 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 el ERSP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IDt: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

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

- $AD_t = \text{SUM}_j (AD_{jt})$, 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 el ERSP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del ERSP, 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

Artículo 25 Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD)

IPPD es el valor presente de los ingresos anuales PD_t permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario. El ingreso permitido para cubrir las pérdidas de distribución del sistema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t$$

Donde:

$PD\%$ es un porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año "t" a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje sobre el volumen de energía ingresada al sistema de la empresa distribuidora. Resulta de las ecuaciones de eficiencia de las pérdidas ya vistas.

$MWhD_t$ es la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año t. Se utilizará el Informe Indicativo de Demanda aprobado por el ERSP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{t,j}$)

CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos) en el mercado mayorista, proyectada para el año t. Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND.

SECCIÓN IV.2.2: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

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 periodo 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 del ERSP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) 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)

b) Cálculo de BCC_t

$$BCC_t = BCC_{t-1} + IC_t, \text{ con } t = 1,2,3,4$$

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario "t". Para el primer año (t = 1), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización 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 el ERSP 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 comercialización de energía 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 al Ente Regulador un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. El Ente Regulador 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 2006-2010 sería al 31 de Diciembre del 2001) 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 el ERSP 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 Lincal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.
- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que el ERSP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IC_t: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)

$$IC_t = AC_t - AC_{t-1}, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AC_t = \sum_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AC_{jt} corresponde a los Activos de Comercialización del Área Representativa "j" en 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)

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 el ERSP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del ERSP, se deberá tener en cuenta para el cálculo del D_j 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.

SECCIÓN IV.2.3: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 27 ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales $ALUMPU_t$ permitidos por el servicio de alumbrado público 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 permitidos por el servicio de alumbrado público se calculará según la siguiente fórmula:

$$ALUMPU_t = O\&M_{ALUMI} + (ACT_{ALUMI})(DEP\%) + (ACTN_{ALUMI})(RR)$$

$O\&M_{ALUMI}$ = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por el ERSP para el período tarifario y la cantidad de luminarias o puntos de iluminación, sin incluir los costos de la energía consumida por el servicio.

ACT_{ALUMI} = valor de los activos fijos brutos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.

$ACTN_{ALUMI}$ = valor de los activos fijos netos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.

DEP% = tasa de depreciación lineal en la vida útil de los activos del alumbrado público.

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

Artículo 28 Para la determinación de ACT_{ALUMI} y $ACTN_{ALUMI}$ se tomará en consideración:

- Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año 2005;
- Los activos resultantes del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el próximo período tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora al ERSP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.
- Los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, serán 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 a 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 que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

Artículo 29 El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y los costos unitarios de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada del ERSP, basado en la información de costos presentada por la empresa distribuidora y de una comparación de costos del mercado.

SECCIÓN IV.2.4: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

Artículo 30 El ERSP podrá solicitar y la empresa distribuidora deberá entregar en los tiempos y formas establecidas por el ERSP, toda la información que el ERSP considere necesaria para poder determinar el ingreso máximo permitido.

Artículo 31 Si la distribuidora no suministrase esta información, el ERSP ejercerá el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

CAPITULO IV.3: ACTIVIDADES NO REGULADAS

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

Artículo 33 De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considerará como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución.

Artículo 34 De existir actividades no reguladas las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización según las expresiones antes vistas, deberán ser ajustadas por el siguiente factor de corrección:

$$FCBC = (IPT_0 / (IPT_0 + INR_0))$$

FCBC: el factor de corrección que multiplicará a los valores de BCD_{t-1} y BCC_{t-1} calculadas según se especificó anteriormente.

IPT_0 : el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

INR_0 : el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

Artículo 35 El ERSP podrá auditar el valor del INR correspondiente a periodos anteriores al de INR_0 dentro del periodo tarifario anterior, a los efectos de asegurar la razonabilidad de este último. Si de tal análisis resultan oscilaciones sustanciales el ERSP podrá adoptar como ingreso no regulado el promedio de todos ellos.

Artículo 36 En el caso de que la empresa distribuidora haya permitido el usufructo de instalaciones a terceros mediante concesiones gratuitas, la distribuidora deberá someter anualmente una declaración jurada informando de dicha concesión al ERSP. El ERSP realizará una estimación del valor del servicio concesionado y lo considerará como ingreso no regulado a los efectos del presente numeral.

En el caso de que la empresa distribuidora haya permitido dicho usufructo a través de un intermediario, se considerará para los efectos del cálculo tarifario las sumas efectivamente facturadas al intermediario por tales conceptos, como ingreso no regulado de la empresa distribuidora.

CAPITULO IV.4: CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA**SECCIÓN IV.4.1: LINEAMIENTOS GENERALES**

Artículo 37 Las Empresas distribuidoras deberán presentar, para la aprobación del ERSP, pliegos tarifarios con los cargos a aplicar para las diferentes clases de clientes.

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 del ERSP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al ERSP 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. El ERSP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- i) Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones del ERSP que aprobarán los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 2002 y junio del 2006, 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.

Artículo 39 La propuesta de nuevas clases de clientes debe basarse solamente en resultados de los análisis de la caracterización de carga. Los parámetros que resulten del análisis de la caracterización de carga y representen modalidades de consumo no se ajustarán durante el periodo tarifario.

Artículo 40 El ERSP requerirá para la presentación del Pliego Tarifario que las empresas distribuidoras demuestren fehacientemente que las clases de clientes propuestas tienen distintas características de costos. La empresa distribuidora deberá evaluar la posibilidad de hacer más de una tarifa para clientes en baja tensión con demanda de manera que permitan homogenizar grupos de clientes según sus tamaños de demanda y/o sus factores de carga. El Ente Regulador evaluará las propuestas de la empresa distribuidora y en caso de no estar de acuerdo, fijará pautas tendientes a definir los componentes de costos en los cargos tarifarios que podrán ser energizados y los porcentajes, incluyendo la posibilidad de subdivisión de las tarifas.

Artículo 41 La existencia de una clase de clientes debe implicar diferencias marcadas de la curva agregada del grupo con respecto a las otras clases de clientes dentro del mismo nivel de tensión. Estas diferencias deberán corresponder a:

- a) Ocurrencia del pico de demanda de la clase de clientes en horas de punta o fuera de punta.
- b) Fuertes diferencias en el factor de carga de la clase de clientes cuando no se dispone de medición de demanda.
- c) Estacionalidad de la carga.

Artículo 42 Para cada tarifa se debe calcular los siguientes componentes de costos:

- a) Componente de Costo de Distribución. Incluye uso y conexión.
- b) Componente de Costo por Pérdidas en las redes de distribución.
- c) Componente de Costo de Comercialización.
- d) Componente de Costo por Transmisión
- e) Componente de costo por Pérdidas en Transmisión.
- f) Componente de Costo de Generación.
- g) Componente de Costo por Alumbrado Público.

Artículo 43 Las empresas distribuidoras deberán utilizar en sus cálculos la misma información global utilizada para determinar el IMP (energía, potencia, clientes, demanda máxima, etc.)

Artículo 44 Las tarifas de cada clase de clientes podrán estar constituidas de varios cargos fijos y variables para distribuir los componentes de costos anteriores, sujeto al criterio de aprovechar al máximo las características de medición de los clientes.

SECCIÓN IV.4.2: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 45 El componente de costo por Distribución debe ser estructurado a través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución, debiendo:

- a) Los componentes de costos por conexión deben reflejar solamente los costos de operación necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución. No incluyen ni el equipamiento de medición, ni los costos de capital de la acometida.
- b) Los componentes de costos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.
- c) Para calcular el componente de costo por uso del Sistema de Distribución se utilizará:
- d) La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.
- e) La evaluación de la coincidencia externa e interna para la asignación a cada clase de cliente, ya que el grado preciso en que cada clase de cliente compromete la capacidad del sistema principal de distribución depende de la coincidencia del pico de demanda de la clase de cliente con relación a la demanda máxima de la parte asociada (nivel de tensión), y de la coincidencia del pico de un cliente con respecto a los picos de sus pares de la misma clase.

Artículo 46 Determinación del componente de costo por uso del sistema de distribución:

Para cada clase de cliente debe determinarse un componente de costo por uso del sistema de distribución en punta (CUSOP (B./kWp - mes o año)) y otro en fuera de punta (CUSOFP (B./kWfp - mes o año)).

Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente se requiere calcular el CIPLP por cada nivel de tensión. Para tal fin se requiere a la distribuidora la realización de los siguientes estudios:

- a) Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.
- c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo - beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.
- d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.
- e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

Con los resultados de estos estudios se debe determinar el CIPLP (B./kW - mes o año). El CIPLP para cada nivel de tensión se determina como el valor descontado de la suma de los costos

incrementales de inversión y operación dividido por la suma descontada de los incrementos de la demanda en el nivel de tensión en el horizonte de tiempo establecido. Para realizar los descuentos se debe utilizar la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el ERSP para el período tarifario.

Para asignar el CIPLP de cada nivel de tensión a cada clase de cliente se deben considerar los factores de coincidencias internas y externas, y en punta y fuera de punta de la demanda máxima de la clase de clientes con respecto a la agregada al nivel de los distintos niveles de tensión en punta y fuera de punta.

Una vez determinados los componentes por uso de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima. En este caso, los componentes CUSOP y CUSOFP podrán ser energizados parcial o totalmente a propuesta de la empresa distribuidora o por sugerencia del ERSP.

Los componentes de costos por uso en horas de punta y fuera de punta serán asignados a los clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece. La distribuidora deberá estimar la demanda en horas de punta y fuera de punta como promedio por cliente de los valores agregados de una clase. En este caso los componentes CUSOP y CUSOFP se energizarán completamente.

Artículo 47 Determinación de los componentes de costos por conexión:

La empresa distribuidora deberá proponer para aprobación del ERSP componentes de costos por conexión para nuevos clientes basándose en que estos deben reflejar adecuadamente los costos operativos incurridos por la distribuidora para realizar cada tipo de conexión donde el costo de conexión implica solamente el costo de la cuadrilla que conecta al cliente.

La Distribuidora podrá proponer un componente de costo en función de la dispersión que exista de estos costos por tipo de servicio o tarifa.

Artículo 48 Ajuste de los componentes de costos por uso en función de los requerimientos de ingresos

La distribuidora debe asegurar la igualdad entre los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costos por uso y conexión con respecto al IPSD.

Para tal fin la distribuidora debe realizar una proyección de ventas de los clientes conectados a su red a partir de los cargos tarifarios resultantes de la asignación de los componentes CUSOP y CUSOFP a las distintas categorías tarifarias propuestas. Deberá proyectar las ventas de potencia y energía en punta y fuera de punta para las categorías tarifarias que permitan la medición de demanda en punta y fuera de punta, la demanda máxima y/o la energía en el caso de tarifas con medición de demanda máxima y la energía en el caso de tarifas con medición simple de energía.

Adicionalmente deberá realizar una proyección de nuevos clientes discriminados en los tipos de componentes de costos de conexión que determine.

La empresa distribuidora debe asegurar que el flujo monetario descontado de los ingresos proyectados (para el período tarifario) a partir de los componentes de costos por uso y conexión y la proyección de ventas estimada sea igual o menor al IPSD aprobado por el ERSP para los servicios de distribución. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el ERSP. La distribuidora debe considerar en los ingresos proyectados los que se proyecta recuperar producto del uso de redes y como parte de la función técnica de transmisión.

La variable a ajustar para lograr tal convergencia es el CIPLP de cada nivel de tensión, el cual deberá ser multiplicado por un factor (igual para todos los niveles) que asegure la convergencia requerida.

Una vez realizado el ajuste, el valor resultante de CIPLP por nivel de tensión, será el que se utilice para determinar los componentes de costos por uso en punta y fuera de punta de cada clase de clientes.

SECCIÓN IV.4.3: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

Artículo 49 Se deben establecer los siguientes componentes de costos por pérdidas:

- a) Un componente de costo por pérdidas de energía en horas de punta y otro en fuera de punta, y a su vez por cada nivel de tensión.
- b) Un componente de costo de pérdidas de potencia y por nivel de tensión.

Artículo 50 Determinación del componente de Costo por Pérdidas en distribución.

Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

- a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.
- b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:
 - (i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte) en el mercado mayorista en horas de punta.
 - (ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CPEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.
 - (iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista).
- c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.
 - (i) Con respecto al CPEP y CPEFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:
 - (i.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro del consumo de energía en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (i.2) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de energía sin discriminar bandas horarias, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes a un cargo por energía a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando sobre la curva la participación del consumo en horas de pico y fuera de ellas.
 - (ii) Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:
 - (ii.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima con o sin discriminación en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

- (ii.2) En el caso de las clases de clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo esta asignación se realizará a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando su coincidencia, simultaneidad y factor de carga. En este caso el componente se energizará completamente.

Artículo 51 Ajuste de los componentes de costo por pérdidas en distribución:

La distribuidora debe asegurar la igualdad entre los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costos por pérdidas en distribución (IPPDR) y el IPPD.

- a) Calcular el IPPDR que representa el valor presente de los ingresos por pérdidas que la distribuidora recibiría aplicando dichos cargos tarifarios para el periodo tarifario. El IPPDR es el valor presente utilizando la tasa de rentabilidad aprobada por el Ente Regulador en cumplimiento del Art. 103 de la Ley de los montos anuales PDRt. Para calcular los PDRt, la distribuidora empleará una proyección de ventas de energía o demanda máxima a facturar de los clientes conectados a su red según sea el cargo tarifario en cuestión.
- b) Observar la igualdad entre el IPPD y el IPPDR.
- c) De no ser iguales, ajustar los parámetros PPT% y PET% por un factor (igual para ambos tipo de pérdidas) en las fórmulas de los componentes de costos, volver a asignar a estos últimos a los cargos tarifarios y observar que al recalcular el valor IPPDR resulte igual o menor al IPPD.

SECCIÓN IV.4.4: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN

Artículo 52 Estructura de componentes de costos:

La Ley establece que los costos de comercialización son los relativos a la administración, medición, facturación, cobro, recaudación, depreciación, rentabilidad, otros gastos de venta y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución y que, el ERSP considere necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio adecuado. Estos componentes de costos incluyen el equipamiento de medición.

La empresa distribuidora debe proponer como mínimo tres componentes de costos comerciales (un componente para reconexión, un componente de costo de comercialización fijo y otro variable) para cada clase de cliente que exista en la estructura tarifaria. La distribuidora podrá proponer componentes de costos diferenciados para distintas clases de clientes si encuentra costos diferentes en la provisión del servicio a cada clase.

- a) El componente de costo comercial fijo (CCOF (B. /cliente - mes)) incluirá los costos de medición del consumo, impresión y remisión de la factura.
- b) El componente de costo comercial variable (CCOV (B. /kWh)) incluirá el resto de los costos asignados a comercialización.
- c) El componente de costo para Reconexión (B. /reconexión) que la distribuidora proponga, tendrá como máximo un cargo de reconexión para cada clase de cliente que haya definido en su estructura tarifaria. En ningún caso, los cargos de reconexión pueden superar el valor del cargo de conexión que le corresponde pagar al cliente en cuestión.

Artículo 53 Ajuste de los componentes de costos de comercialización:

La empresa distribuidora debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costo por comercialización fijo y costo por comercialización variable sean iguales o menores que el IPCO.

Para tal fin la distribuidora debe realizar una proyección de ventas de energía para cada clase de clientes de cada nivel de tensión, como así también, una proyección de clientes en cada clase de cliente.

La distribuidora debe asegurar que el flujo monetario descontado (para el período tarifario) de los ingresos proyectados a partir de los componentes de costos por comercialización y la proyección de ventas proyectada sea igual o menor al IPCO aprobado por el ERSP para los servicios de comercialización. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el ERSP.

La variable a ajustar para lograr tal equivalencia es el componente de costo comercial variable de cada clase de cliente, el cual deberá ser multiplicado por un factor (igual para cada clase) que asegure la igualdad requerida. De este modo se obtienen los componentes de costos comerciales variables definitivos.

SECCIÓN IV.4.5: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 54 Los componentes de costos por alumbrado público deberán cubrir los costos de los activos, la operación y mantenimiento y el consumo de energía correspondiente.

Artículo 55 La empresa distribuidora deberá presentar a la consideración del ERSP dos componentes de costos, en centésimos de balboas por kWh, aplicable a todos los clientes, regulados o no, ubicados en su área de servicio. Los componentes de costos son los siguientes:

a) Un componente de costo por el servicio de alumbrado público (CSAP) que represente el cociente entre el ALUMPU y el valor presente de las ventas de energía totales estimadas para el período tarifario de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

b) Un componente de costo por el consumo del alumbrado público (CCAP): La distribuidora deberá estimar para el primer semestre de entrada en vigencia del presente régimen los costos de abastecimiento asociados al alumbrado público. Para esta estimación debe tenerse en cuenta, la demanda de potencia de cada tipo de luminaria, la cantidad de luminarias de cada tipo y las horas de uso promedio del alumbrado público. El ERSP, considerando que no hay medición de la energía consumida por el alumbrado público, establecerá mediante estadísticas de cada tipo y tamaño de luminaria usada por las empresas distribuidoras, la potencia y el consumo mensual de energía típico, que será usado para calcular el consumo global del alumbrado público en la zona de concesión.

Para la determinación de este componente de costo, el costo de abastecimiento correspondiente al alumbrado público debe ser dividido entre las ventas totales estimadas para dicho semestre de todos los clientes, cualquiera sea su condición.

Nota: El consumo del alumbrado público en kWh no se hace parte de la venta de energía estimada.

SECCIÓN IV.4.6: CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO:

Artículo 56 La distribuidora debe proponer, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

a) Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:

- (i) Un componente de costo por demanda en punta (B./kW de punta - mes) (CPG)
- (ii) Un componente de costo por energía en horas de punta (B. /kWh) (CEGP).
- (iii) Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)

b) Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:

- (i) Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B. /kW - mes)).
- (ii) Un componente de costo por pérdidas de energía (CPST (B. /kWh)).

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:

- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
- (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por el ERSP.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) La potencia de la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia contratada mediante proceso de libre competencia, para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes.
- (vi) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de libre competencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes. Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.

- (i) Los costos a considerar en horas de punta son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía en horas de punta asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en horas de punta en el mercado ocasional.
 - (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.6) La energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre competencia.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta resulta del cociente de estos costos y la energía ingresada a la red registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia en horas de punta.
- (iii) Los costos a considerar en horas fuera de punta son los siguientes:
 - (iii.1) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada de contratos iniciales.
 - (iii.2) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP.
 - (iii.3) Costos por compras de energía en horas fuera de punta en el mercado ocasional.
 - (iii.4) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.

- (iii.5) La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para atender los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas fuera de punta provenientes de contratos que se hayan celebrado mediante procesos de libre competencia.
- (iv) El componente de costo por energía en horas fuera de punta resulta del cociente de estos costos y la energía ingresada a la red registrada en los nodos de compra o entrega y/o de generación propia en horas fuera de punta.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes.

Artículo 58 Determinación del componente de costo de transmisión:

a) El componente de costo por demanda en punta refleja el costo promedio por uso del sistema de transporte para los clientes conectados a su red. Este costo promedio incluye los costos por:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

El CUCOST resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda agregada de punta de la distribuidora del semestre considerado.

Este componente de costo es distinto para cada clase de cliente. Para distribuir los costos del uso del sistema de transporte entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

b) El CPST debe reflejar el costo promedio de las pérdidas del sistema de transmisión de la distribuidora, para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. El CPST resulta del cociente entre los costos de pérdidas en el sistema de transmisión y energía ingresada a la red en los nodos de compra o entrega. Este componente de costo es similar para todas las clases de clientes.

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. Los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia del ERSP.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase

b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

SECCIÓN IV.4.7: INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

Artículo 60 La empresa distribuidora debe suministrar al ERSP toda la información que este requiera para poder evaluar la propuesta de la Distribuidora.

Artículo 61 Como mínimo debe aportar al momento de realizar su propuesta la siguiente información:

- a) Todos los estudios técnicos realizados para la determinación del CIPLP por nivel de tensión.
- b) Base de datos con las mediciones de la campaña de caracterización de la carga.
- c) Procesamiento de la campaña de mediciones en soporte magnético.
- d) Proyección de los costos por abastecimiento para los primeros seis meses del período tarifario, segregados en costos de generación, transmisión y pérdidas de transmisión, discriminados en el detalle requerido para la determinación de los distintos componentes de costos.
- e) Modelo de cálculo integral de cada cargo tarifario identificando todos los componentes de costos (componente de costos por uso, componente de costos de comercialización, de pérdidas y de alumbrado público) donde pueda analizarse los pasos de cálculo necesarios para su determinación, en soporte magnético. Explicación detallada de la metodología empleada. El modelo de cálculo debe contener todas las fórmulas matemáticas utilizadas, ejecutables y con la permisibilidad para visualizar los vínculos.
- f) Base de datos completa utilizada para la aplicación del modelo de cálculo.
- g) Modelos de flujos descontados y los ajustes realizados en cada componente de costo o variable, en soporte magnético.
- h) Base de datos de facturación utilizada para validar la proyección de ingresos.

Artículo 62 El ERSP se reserva el derecho de solicitar cualquier otra información complementaria que le resultase necesaria para poder realizar los estudios previos a la aprobación. Si la empresa distribuidora no suministrase esta información, el ERSP tiene el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

SECCIÓN IV.4.8: IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS

Artículo 63 La propuesta de la empresa distribuidora debe discriminar en el pliego tarifario que presente, un conjunto de cargos tarifarios para cada categoría definida, en los cuales se hayan asignado los componentes de costos definidos en este Régimen Tarifario.

Artículo 64 Estos cargos tarifarios se expresarán en B./kWh, B./kWhp y B./kWhfp, B./kW o B./kWp y B./kWfp en función de las características de medición de las distintas categorías. Así, por ejemplo, el cargo tarifario por pérdidas, ya sean de potencia o energía, en una categoría con medición simple de energía estará expresada en B./kWh.

Artículo 65 De este modo, los componentes de costos se asignan a cargos tarifarios que son los que se utilizan para facturar a los clientes y para realizar los ajustes previstos en la Metodología de Actualización dentro del período tarifario del presente régimen.

Artículo 66 Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

DEFINICIÓN	IDENTIFICACIÓN (i = Categoría Tarifaria y j = Bloque Horario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria)	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACIÓN		
			MEDICIÓN MONOMICA	MEDICIÓN BINOMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINOMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD_{ij}	CUSOP CUSOFP	kWh	kWh y/o kWmax	kWp y kWfp.
Cargo por Conexión	CX_i	CXC	Por conexión		
Cargo por Reconexión	CRX_i	CXRC	Por reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	$CPERDE_{ij}$	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	$CPERDP_{ij}$	CPP	kWh	kWmax	kWp
Cargo de Comercialización Fijo	$CCOMF_i$	CCOF	Por cliente		
Cargo de Comercialización Variable	$CCOMV_i$	CCOV	kWh		
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	$CSERAP_i$	CSAP	kWh		
Cargo por el Consumo del Alumbrado Público	$CCONAP_i$	CCAP	kWh		
Cargo por Potencia en Generación	$CPOTGEN_{ij}$	CPG	kWh	kWh y/o kWmax (*)	kWh y/o kWp (*)
Cargo por Energía en Generación	$CENEGEN_{ij}$	CEGP CEGFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo Potencia en Transmisión	CPT_{ij}	CUCOST	kWh	kWmax	kWp
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	$CPET_i$	CPST	kWh		

(*) El Cargo por Potencia en Generación se identificará como $CPOTGEN_{ij}$. En caso que se utilicen los dos cargos, esto es, el Cargo por Potencia y Cargo por Energía, entonces este último se identificará como $CPOTGENE_{ij}$.

CAPITULO IV.5 : APLICACIÓN DE LAS TARIFAS**SECCIÓN IV.5.1 : DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA**

Artículo 67 El pliego tarifario que presente la distribuidora debe contener una estructura tal, que para cada tarifa se identifiquen cada uno de los componentes de costos y cargos tarifarios definidos en el Régimen Tarifario.

Artículo 68 La propuesta de la distribuidora debe discriminar el subsidio aplicado a cada cliente, cuando éste se origina en la aplicación de una Ley específica sobre la materia.

Artículo 69 Cada clase de clientes debe disponer de información precisa sobre su consumo y los costos en que incurre, por lo tanto, debe procurarse que las facturas de todos los clientes discriminen detalladamente los componentes de costos y la información pertinente.

SECCIÓN IV.5.2 : USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 70 Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

a) Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación. Pagan el resto de los componentes de costos.

b) Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.

c) Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

Artículo 71 Todos los grandes clientes deben pagar el cargo por alumbrado público, y en el caso de los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que no estén conectados a la red de distribución, deberán pagar el componente del cargo de alumbrado público a la empresa que le provee el suministro eléctrico, y ésta a su vez lo transferirá a la distribuidora que tiene la concesión del área donde está ubicado el gran cliente con base en la tarifa vigente, de acuerdo a los artículos 93 y 108 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

Artículo 72 Cuando un autogenerador o cogenerador compra potencia y/o energía en el sistema interconectado, se convierte en un consumidor o sea en un cliente final, por lo que tendrá que pagar por el uso de redes de distribución de acuerdo a su condición de medición, según se indica en este numeral. Cuando un autogenerador o cogenerador vende o entrega potencia y/o energía se aplica lo indicado en el Reglamento de Transmisión.

A todo cliente que utilice las redes de distribución para uso final y a la vez de manera dual la utilice para la entrega de su producción como autogenerador o cogenerador en un mismo periodo, se le calcularán los cargos correspondientes a ambos regimenes (el de distribución y el de transmisión) y se le facturará solo el mayor de ellos.

Artículo 73 La empresa distribuidora presentará en los pliegos tarifarios, las tarifas para clientes y las de uso de redes de distribución (peaje) para cada nivel de tensión sobre la base de los criterios arriba indicados.

SECCIÓN IV.5.3: OPCIONES TARIFARIAS

Artículo 74 Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por el ERSP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.

Artículo 75 Las empresas distribuidoras definirán las condiciones de medición de acuerdo a las limitaciones de aplicación contenidas en las tarifas. La distribuidora no podrá aplicar unilateralmente cambios de condiciones de medición que no se correspondan con el criterio a continuación:

a) La empresa distribuidora podrá realizar las mediciones y verificaciones que considere necesarias para comprobar que las características reales de consumo del cliente son consistentes con la tarifa por él seleccionada. Si éste no fuese el caso, la distribuidora tiene la obligación de notificárselo con un mes de anticipación a su aplicación e indicarle las opciones que tiene, incluyendo la tarifa que se le aplicaría si no hubiera una elección por parte del cliente, además del cargo por conexión correspondiente.

b) La empresa distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un periodo de doce (12) meses, y demostrar que en los últimos doce meses en más de cuatro oportunidades consecutivas o esporádicas en ese periodo de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. Cuando se cumpla esta condición, lo cual podrá ocurrir antes de cumplido el año, la empresa distribuidora lo cambiará a la tarifa que corresponda. En ningún caso la empresa distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.

Artículo 76 En ocasión de la solicitud de un suministro temporal la empresa distribuidora debe hacer lo siguiente:

a) Deberá presentar a la aprobación del ERSP, cuando presente los Pliegos tarifarios, un procedimiento sobre cómo se establecerán las conexiones temporales y cómo se establecerá el pago que hará el cliente, para el caso de clientes que solicitan conexión en áreas autorizadas para su uso en casos especiales como por ejemplo ferias, carnavales o fiestas municipales, donde la conexión será por pocos días y se hace más costosa la instalación de una medición que el propio consumo que va a tener el cliente. Este procedimiento deberá ser de conocimiento público.

b) Cuando el cliente solicite el servicio temporal la empresa distribuidora hará una evaluación técnica para determinar si hay capacidad de línea, transformación, horario en que se utilizará el servicio (horario de pico, fuera de pico), etc. Una vez comprobada la factibilidad técnica se celebra un contrato de suministro donde se estipulan los costos que signifique la conexión provisoria: bajada de línea, adaptación de instalaciones, colocación de medidor, etc. y la tarifa que le corresponde.

Artículo 77 La empresa distribuidora que esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación del ERSP de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al ERSP 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 el ERSP, previamente a su aplicación. Esta tarifa deberá consistir en un cargo monómico (en kWh).

Artículo 78 Las empresas distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre clientes. El ERSP evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.

Artículo 79 Si el cliente decide cambiar su opción tarifaria más de dos veces en doce (12) meses después de haber hecho su elección, se aplicará un recargo de cincuenta por ciento (50 %) sobre el valor de la conexión correspondiente a la opción que haya escogido, como compensación por los costos de la transacción.

Artículo 80 En los casos de cambios de tarifa que no coincidan con el ciclo de facturación y, por lo tanto, la factura esté formada por fracciones de dos (2) meses de facturación, se calculará así:

a) Con base en el consumo diario promedio de energía del mes dividiendo el consumo total entre el número de días calendario del ciclo de facturación y se le aplicará al consumo así calculado las diferentes tarifas en función de la proporción de días correspondientes a cada tarifa.

b) Asimismo, en las tarifas con cargos por demanda, para la determinación de la demanda máxima y/o la demanda máxima en período de punta a facturar, se considerará como correspondiente al mes de facturación, la demanda imputada a la tarifa que tenga un mayor número de días de vigencia.

SECCIÓN IV.5.4: FACTURACIÓN

Artículo 81 Facturación de Cargos Fijos: Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

Artículo 82 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 no haya medido el consumo del mes y este tuvo que ser estimado, la distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente. Solo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por el Ente Regulador y que estarán contempladas en el Reglamento.

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW.

Demanda de Facturación: En las categorías que registran demanda, ya sea en horas de punta o fuera de punta o máxima, la demanda utilizada para facturar será la demanda máxima leída mensual.

Artículo 84 Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos consecutivos de quince (15) minutos. (En dicho periodo de quince (15) minutos la demanda integrada es el valor promedio de la potencia calculada durante ese periodo de tiempo).

Artículo 85 En caso de que la empresa distribuidora no haya medido el consumo del mes y éste tuvo que ser estimado, la distribuidora deberá indicarlo en la factura al cliente. De igual forma, cuando la distribuidora haya hecho la medición que corresponde, deberá acreditar al cliente la diferencia en el caso de que la estimación haya sido superior y podrá cobrar la diferencia si esta estimación fue inferior al consumo real.

Artículo 86 En el caso de que un cliente abra una cuenta nueva se facturará la demanda máxima desde el inicio de la cuenta hasta la fecha de facturación en proporción a los días transcurridos con

respecto a los treinta (30) días y en caso del cierre de su cuenta o dé por terminado su contrato en un periodo intermedio de un mes, se facturará la demanda máxima en proporción a los días transcurridos desde la última facturación a la fecha de cierre de cuenta con respecto a los treinta (30) días mes.

Artículo 87 En aquellos casos en que existan plantas de emergencia que abastezcan a más de un cliente y cuya generación en casos de pérdidas del suministro normal de electricidad, es registrada por los medidores de los clientes finales de la empresa distribuidora, el responsable de la planta de emergencia, podrá solicitar a su costo la instalación de un medidor que registre la energía entregada a dichos clientes finales.

La empresa distribuidora leerá mensualmente este medidor, junto con la lectura de los medidores de los clientes finales vinculados al mismo. Si como resultado de tal lectura se desprende que la planta de emergencia ha operado para abastecer a los clientes finales, se generará un saldo a favor del responsable de la planta de emergencia, el cual deberá ser acreditado por la empresa distribuidora, para lo cual se valorará la energía según el costo monómico medio vigente en el periodo de facturación.

La demanda registrada por los medidores de los clientes finales serán considerados siempre como suministrados por la empresa distribuidora.

SECCIÓN IV.5.5: FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

Artículo 88 Cuando la Distribuidora descubra y compruebe que un cliente ha estado adquiriendo de las líneas de la Distribuidora, energía eléctrica en forma fraudulenta, de acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la Distribuidora cobrará al cliente el monto que resulte de acuerdo a lo estipulado en el Régimen de Suministro.

SECCIÓN IV.5.6: DEPÓSITOS EN GARANTÍA, CARGOS DE CONEXIÓN, CARGOS POR RECONEXIÓN, CARGOS POR MOROSIDAD, RECARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

Artículo 89 Cuando aplique la facturación de depósitos en garantía, cargos de conexión, reconexión y/o morosidad, la empresa distribuidora deberá seguir los lineamientos establecidos en el Régimen de Suministro.

Artículo 90 Se aplicará un recargo por bajo factor de potencia, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

a) Los clientes finales conectados a las redes de distribución, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por dichas redes un factor de potencia mayor o igual a 0.90 (-) en atraso.

b) El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVArh y kWh del periodo facturado mediante la siguiente fórmula:

$$F.P = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(\text{kVArh} / \text{kWh})]$$

Donde:

F.P. = Factor de potencia mensual.

kVArh = Energía reactiva del periodo.

kWh = Energía real del periodo.

c) Para determinar que un cliente final está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente final debe tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres (3) meses.

d) Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la empresa distribuidora deberá notificar mediante nota a los clientes finales que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes finales si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la empresa distribuidora ha notificado mediante nota al

cliente final sobre su situación con respecto al factor de potencia y si se mantiene dicha condición, a partir de la facturación de ese mes. Este recargo por bajo factor de potencia no podrá cobrarse retroactivamente y el mismo sólo se aplicará a aquellos clientes finales que tengan una tarifa que incluya un cargo por demanda.

c) A aquellos clientes finales que tengan un factor de potencia fuera de los límites, se le aplicará un recargo correspondiente a un 2% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. Este recargo se aplica solamente al componente de la facturación correspondiente al consumo de energía en kWh correspondientes a comercialización y distribución y no se aplica a ningún otro componente de los cargos de la factura del cliente final.

CAPÍTULO IV.6: ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO

SECCIÓN IV.6.1: LINEAMIENTOS GENERALES

Artículo 91 Los cargos tarifarios aprobados y que estén vigentes en el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2006 al 30 de junio de 2010 se ajustarán semestralmente.

Artículo 92 En este Régimen Tarifario se desarrolla la transición del periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2006 al próximo periodo tarifario, el cronograma del proceso de actualización semestral, requerimientos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales, tasas de interés a aplicar, metodología de repartición entre los grupos de clientes abastecidos por la distribuidora y los abastecidos por otros agentes del mercado, ajustes posteriores a la información suministrada como facturada o medida y la presentación de información correspondiente a la actualización tarifaria.

Artículo 93 Los cargos tarifarios aprobados se ajustarán de acuerdo con las siguientes fórmulas de ajuste y definiciones generales:

a) Para efectos de identificar los periodos semestrales en las fórmulas de ajuste tarifario y en la información que debe suministrarse, debe considerarse lo siguiente:

p: Semestre en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario

p-1: Semestre en el cual se hace la solicitud de actualización tarifaria.

p-2: Semestre anterior al Semestre en el que se solicita la actualización tarifaria.

p-3: Semestre anterior al Semestre p-2.

b) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizan en sus fórmulas de ajuste de acuerdo a como corresponda, los términos definidos como sigue:

XC: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el ERSP, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el ERSP que representa la porción de costos asociada a la capacidad de distribución que no se ajustan por IPC.

XAP: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el ERSP que representa la porción de costos asociada al servicio de alumbrado público que no se ajusta por IPC.

IPC: Valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

c) Los cargos tarifarios que se ajustan por las variaciones de costos y ventas tienen las definiciones de los términos que se utilizan en los propios numerales que desarrollan sus fórmulas de ajuste.

d) Las categorías tarifarias son las definidas en la estructura tarifaria para cada clase de clientes.

SECCIÓN IV.6.2: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN

Artículo 94 Los cargos tarifarios de comercialización ($CCOMF_i$ y $CCOMV_i$) en cada categoría tarifaria (i) se ajustarán por las siguientes expresiones:

a) Cargo de Comercialización Fijo

$$CCOMF_{p,i} = CCOMF_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[(1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CCOMF_{p,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p para la categoría i.

$CCOMF_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización fijo en el semestre p-1 para la categoría i.

IPC_{p-2} : valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-2.

IPC_{p-3} : valor del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre p-3.

b) Cargo de Comercialización Variable

$$CCOMV_{p,i} = CCOMV_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left[(1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CCOMV_{p,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p para la categoría i.

$CCOMV_{p-1,i}$: valor del cargo de comercialización variable del semestre p-1 para la categoría i.

SECCIÓN IV.6.3: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 95 Los cargos tarifarios de redes de distribución se ajustarán de acuerdo a los siguientes principios:

a) Ajuste de los cargos tarifarios de distribución:

Los cargos tarifarios de redes de distribución ($CD_{i,j}$) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CD_{p,i,j} = CD_{p-1,i,j} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CD_{p,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

$CD_{p-1,i,j}$: Cargo tarifario de redes de distribución del semestre p-1 para la categoría i y para el bloque horario j (en los casos en que corresponda);

Nota: En el caso de que en la categoría tarifaria se utilicen los dos cargos uno en kW y otro en kWh, se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

b) Ajuste de los cargos tarifarios de conexión:

Los cargos tarifarios por costo de conexión (CX_i) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CX_{p,i} = CX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CX_{p,i}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p para la categoría i;

$CX_{p-1,i}$: Cargo tarifario por costo de conexión del semestre p-1 para la categoría i

c) Ajuste de los cargos tarifarios de reconexión:

Los cargos tarifarios por costo de reconexión (CRX_i) se ajustarán por la siguiente expresión:

$$CRX_{p,i} = CRX_{p-1,i} \times \left\{ XUS + \left[(1 - XUS) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CRX_{p,i}$: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p para la categoría i;

$CRX_{p-1,i}$: Cargo tarifario por costo de reconexión del semestre p-1 para la categoría i

SECCIÓN IV.6.4: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 96 Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público:

El cargo tarifario por el servicio de alumbrado público se ajustará por la siguiente expresión:

$$CSERAP_{p,i} = CSERAP_{p-1,i} \times \left\{ XAP + \left[(1 - XAP) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right] \right\}$$

$CSERAP_{p,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p para la categoría i;

$CSERAP_{p-1,i}$: Cargo tarifario por el servicio de alumbrado público del semestre p-1 para la categoría i;

Artículo 97 Cargo tarifario por consumo del alumbrado público

El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será ajustado cada seis (6) meses. Para efectuar este cálculo se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2. Este cargo podrá calcularse mediante las siguientes expresiones:

$$CCONAP_{p,i} = CCONAP_{p,i}^{BASE} + CCONAP_{p,i}^{Correcc}$$

$$CCONAP_{p,i}^{BASE} = CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CCONAP_{p,i}^{Correcc} = CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CCONAP_{p,i}$: Cargo tarifario por consumo de alumbrado público en el semestre p para la categoría i.

$CCONAP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$CCONAP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

SECCIÓN IV.6.5: METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN

Artículo 98 Para efectuar el cálculo de actualización de los correspondientes cargos, tanto de pérdidas de energía de distribución como de potencia, se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación Base, corresponde con los costos de abastecimiento estimados para el semestre p y sus actualizaciones. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en estos cargos, por las diferencias entre los costos reales de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2. El cálculo de estos cargos se explica en los numerales siguientes.

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

Las componentes de los cargos tarifarios correspondientes a las pérdidas de energía estándar en distribución que representan la variación pura del cargo (BASE) y las correcciones, serán ajustados cada seis (6) meses mediante las expresiones que se detallan seguidamente y utilizando los índices $GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

$$CPERDE_{p,i}^P = CPERDE_{p,i}^{P-BASE} + CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$$

$$CPERDE_{p,i}^{P-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^P$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) del semestre p-1.

$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para categoría tarifaria i.

(ii) Fuera de Punta:

$$CPERDE_{p,i}^{FP} = CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} + CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p.

$CPERDE_{p-1,j}^{FP-BASE}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre $p-1$.

$CPERDE_{p,j}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Fuera de Punta entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

b) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,j} = CPERDE_{p,j}^{BASE} + CPERDE_{p,j}^{Correcc}$$

$$CPERDE_{p,j}^{BASE} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CPERDE_{p,j}^{Correcc} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$CPERDE_{p,j}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria para el semestre p .

$CPERDE_{p,j}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p .

$CPERDE_{p-1,j}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre $p-1$.

$CPERDE_{p,j}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i sin discriminación horaria.

FCP_i : Factor representativo de la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría tarifaria i . Este valor se fijará, para cada categoría tarifaria que no disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de aprobarse los pliegos tarifarios y se mantendrá constante durante todo el periodo.

$GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$, $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTP_{p-1}^{CR-BASE}$ y $GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}$ son definidos en el artículo 495.

Artículo 100 Pérdidas de potencia

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por los índices $GMTPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTPM_p^{CR-Correcc}$ de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CPERDP_{p,j} = CPERDP_{p,j}^{BASE} + CPERDP_{p,j}^{Correcc}$$

$$CPERDP_{p,j}^{BASE} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDP_{p,j}^{Correcc} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDP_{p,i}$: Cargo Tarifario por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i para el semestre p .

$CPERDP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p .

$CPERDP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre $p-1$, teniendo en cuenta los valores puros (BASE), sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$CPERDP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para categoría tarifaria i .

SECCIÓN IV.6.6: METODOLOGIA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO

Artículo 101 Para determinar los ingresos estimados o reales se aplicarán los cargos tarifarios por las ventas ya sea de demanda máxima, demanda en punta, ventas de energía totales o ventas de energía discriminadas en punta y fuera de punta, de acuerdo a los que les correspondan en cada caso.

Artículo 102 Para efectos de calcular la tasa de interés (r) a aplicar en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario, se seguirá lo establecido en este Régimen Tarifario, donde r es el valor numérico expresado en centésimos.

Artículo 103 Debe tenerse en consideración que se produce un excedente, cuando el valor "real" es menor al valor permitido a recuperar, y un déficit, cuando el valor "real" es mayor que el valor permitido a recuperar.

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 periodo. 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 el ERSP, según requerimiento de las normas de calidad de alumbrado público. En caso de existir discrepancias entre lo informado por la distribuidora y las inspecciones del ERSP, se adoptará el porcentaje determinado por estas últimas.

Artículo 105 Cargos tarifarios de transmisión:

a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

$$CPT_{p,i} = CPT_{p,i}^{BASE} + CPT_{p,i}^{Correcc}$$

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p, para cada categoría tarifaria i.

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre p-2.

Nota: Los cargos CPT_i ó CPTE_i serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

El primero de los conceptos planteados se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{BASE} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-BASE}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPT_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p-1 para cada categoría tarifaria i.

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p.

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión (*Monómico_{Tp}*), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la energía transmitida (kWh) a la red de la distribuidora, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (*VE_p*), así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{Monómico}_{T_p})$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los costos asociados a la transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por el Ente Regulador.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i (CPTE_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + \text{SUM}_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i} \right) \right]$$

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) para el semestre p .

$DMAX_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) y para cada mes k del semestre p .

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{Correcc} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correcc}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$TM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r" Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$TM_p^{CR-Correcc} = (TR_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$TR_{p-2} = CTR_{p-2} - \left[\text{SUM}_i (CPT_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + \text{SUM}_i \left(CPT_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right]$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

r : es el valor en centésimos que corresponda al promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.

$CPT_{p-2,i}^{BASE}$ ó $CPT_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre $p-2$.

$DMAX_{p-2,k,i}$: Demanda máxima facturada correspondiente al mes "k" dentro del semestre $p-2$ y categoría tarifaria i .

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre $p-2$. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($Monómico_{T_{p-2}}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre $p-2$. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (Monómico_{T_{p-2}})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre $p-2$. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre $p-2$ a todos los clientes, incluido el consumo real de Alumbrado Público.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p , para cada categoría tarifaria i , teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre $p-2$, se calculará como:

$$CPET_{p,i} = CPET_{p,i}^{BASE} + CPET_{p,i}^{Correcc}$$

$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p . Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i calculado para el semestre p .

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{BASE} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-BASE}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre $p-1$.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p . Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p .

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión (*promedio* PT_{p-2}) por la venta de energía estimada (kWh) (VE_p), incluido el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p . El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía pronosticada a transmitir (kWh) a la red de la distribuidora referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (\text{promedio } PT_{p-2})$$

Dado que el semestre p es futuro, los costos asociados a las pérdidas de transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados.

$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de $p-1$ para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p . Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre $p-1$ a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p . Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right]$$

Al igual que en el apartado anterior, al realizar los cálculos para el semestre p , se determinará adicionalmente un término de corrección que resultará de la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{Correcc} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correcc}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$PTM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamentos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$PTM_p^{CR-Correcc} = (PTR_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\text{SUM}_i (CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) \right]$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión ($\text{promedio}_{PT_{p-2}}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio resulta de la división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía real transmitida (kWh) a la red de la distribuidora. El cálculo de este costo resulta de:

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{promedio}_{PT_{p-2}})$$

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) *Cargo por Potencia de Generación*

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i}^P = CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}^P$ ó $CPOTGENE_{p,i}^P$: Cargo tarifario por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p,

$CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_{p,i}^P$ será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_{p,i}^P$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_{p,i}^P$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$ ó $CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico_G_p^p$) por los kWh vendidos en horas de Punta (excluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados en Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPM_p^{CR-BASE} = VE_{p,i}^p \times (Monómico_G_p^p)$$

$VE_{p,i}^p$: Ventas pronosticadas de energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) durante el semestre p.

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GPM_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas, se determinarán utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación en horas de punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente. Este costo resulta de:

- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de libre concurrencia establecido por el ERSP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución del ERSP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución del ERSP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por compra de energía en hora de punta asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas de punta.
- (v) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (vi) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas de punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina

aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.

- (vii) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (viii) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.
- (ix) La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre concurrencia.
- (x) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.

$GP_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j} \right) + \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^5 DMAX_{p,k,j} \right) + \\ & \text{SUM}_{NI-MENORABARI} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^P \right) + \\ & \text{SUM}_{NI-MENORABARI} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times FCP_i \right) \end{aligned} \right]$$

$CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$VE_{p,j}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,j}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,j}^{P-Correcc} = CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPR_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$GPR_{p-2} = CGPR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times VR_{p-2,j} \right) + \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^5 DMAX_{p-2,k,j} \right) \\ & \text{SUM}_{NI-MENORABARI} \left(CENEGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times VR_{p-2,j}^P \right) + \\ & \text{SUM}_{NI-MENORABARI} \left(CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times FCP_{p-2,j}^C \right) \end{aligned} \right]$$

GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en horas de Punta del semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGPR_{p-2}^c$: Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico - G_{p-2}^r$) por los kWh reales vendidos en horas de Punta (VR_{p-2}^r), ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en Punta entre la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPR_{p-2}^c = VR_{p-2}^r \times (Monómico - G_{p-2}^r)$$

Para calcular VR_{p-2}^r es necesario tener en cuenta que la relación existente entre esta energía de Punta y la total vendida (VR_{p-2}) en p-2 debe ser similar a la relación entre las energías compradas en punta CR_{p-2}^r y la total comprada CR_{p-2} en el mismo semestre. Por este motivo se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\%CR_{p-2}^r = \frac{CR_{p-2}^r}{CR_{p-2}}$$

$$VR_{p-2}^r = \%CR_{p-2}^r \times VR_{p-2}$$

$\%CR_{p-2}^r$: Valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2.

CR_{p-2}^r : Energía realmente inyectada al sistema de la distribuidora en horas de Punta durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

CR_{p-2} : Energía total que ha sido realmente inyectada al sistema de la distribuidora durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPTGEN_{p-2,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPTGEN_{p-2,i}^{p-BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{p-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^r$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$FCP_{p-2,i}^c$: Valor del Factor de Consumo en Punta "Corregido" correspondiente a la categoría tarifaria i y el semestre p-2. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria i permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

$$VRSM_{p-2}^r = VR_{p-2}^r - \sum_{i=MDHORARIA} (VR_{p-2,i}^r)$$

$$FCVRSM_{p-2}^r = \frac{VRSM_{p-2}^r}{\sum_{i=MDHORARIA} (VR_{p-2,i}^r \times FCP_{p-2,i})}$$

$$FCP_{p-2,i}^c = FCP_i \times FCVRSM_{p-2}^r$$

$VRSM_{p-2}^r$: Ventas consideradas reales de energía en la punta (P) para las categorías tarifarias "sin" medición horaria durante el semestre p-2.

$FCVRSM'_{p,2}$: Factor de corrección de las ventas reales de energía en punta durante el semestre p-2 de las categorías tarifarias que "no" poseen medición horaria.

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. 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.

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria i , se calculará como:

$$CENEGEN'_{p,i} = CENEGEN'_{p,i}{}^{P-BASE} + CENEGEN'_{p,i}{}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN'_{p,i}$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN'_{p,i}{}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN'_{p,i}{}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN'_{p,i}{}^{P-BASE} = CENEGEN'_{p-1,i}{}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM'_{p,i}{}^{CR-BASE}}{GP'_{p-1,i}{}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN'_{p,i}{}^{P-Correcc} = CENEGEN'_{p-1,i}{}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM'_{p,i}{}^{CR-Correcc}}{GP'_{p-1,i}{}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) Cargo por energía en horas Fuera de Punta

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i , se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN''_{p,i} = CENEGEN''_{p,i}{}^{FP-BASE} + CENEGEN''_{p,i}{}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN''_{p,i}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN''_{p,i}{}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN''_{p,i}{}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{FF-BASE} = CENEGEN_{p-1,j}^{FF-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CENEGEN_{p-1,j}^{FF-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre $p-1$.

$GFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico - G_p^{FF}$) por los kWh vendidos en horas Fuera de Punta (incluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p . El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados para las horas Fuera de Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GFPM_p^{CR-BASE} = VE_p^{FF} \times (Monómico - G_p^{FF})$$

VE_p^{FF} : Ventas pronosticadas de energía en horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i , que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p .

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GFPM_p^{CR-BASE}$ se considerará lo siguiente: En cada semestre los costos de energía en horas Fuera de Punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán utilizando el precio promedio del costo de generación de energía en horas Fuera de Punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente que resulte de:

- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas Fuera de Punta.
- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por el ERSP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas Fuera de Punta.
- Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional en horas Fuera de Punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de libre concurrencia.

$GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre $p-1$. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento

que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFP_{p-1}^{FP-BASE} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{NI=MAJORARIA} (CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times VE_{p,j}^{FP} + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j}) + \\ \text{SUM}_{NI=MINORARIA} (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p,j}) \end{array} \right]$$

CCONAP_{p-1,j}: Cargo tarifario por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, estimado al momento de calcular $GFP_{p-1}^{CR-BASE}$.

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-Correcc} = (GFPR_{p-2}) \times (1 + r)$$

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-2}^c - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{NI=MAJORARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,j}^{FP} + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j}) + \\ \text{SUM}_{NI=MINORARIA} (CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j} \times (1 - FCP_i^c) + CCONAP_{p-2,j} \times VR_{p-2,j}) \end{array} \right]$$

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), incluidos ingresos producidos por los cargos por consumo de alumbrado público, ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGFPR_{p-2}^c$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico_G_{p-2}^m$) por los kWh reales vendidos en horas Fuera de Punta, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en horas Fuera de Punta por la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Resultará de la siguiente expresión:

$$CGFPR_{p-2}^c = (VR_{p-2} - VR_{p-2}^r) \times (Monómico_G_{p-2}^m)$$

$CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,j}^{FP}$: Venta real de energía en horas Fuera de Punta durante el semestre p-2 a todos los clientes de la categoría i con medición horaria.

$CCONAP_{p-2,j}$: Cargo tarifario por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2.

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,j} = CENEGEN_{p,j}^{BASE} + CENEGEN_{p,j}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,j}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,j}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

a) *En Punta:*

Para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y los costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta pronosticados para el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTPM_p^{CR} = GMTPM_p^{CR-BASE} + GMTPM_p^{CR-Correc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTPM_p^{CR-BASE} = GPM_p^{CR-BASE} + TM_p^{CR-BASE} + PTM_p^{CR-BASE}$$

$GMTPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta pronosticados en el semestre p.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTPM_p^{CR-Correc} = GPM_p^{CR-Correc} + TM_p^{CR-Correc} + PTM_p^{CR-Correc}$$

$GMTPM_p^{CR-Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas de punta entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos BASE de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas de transmisión en horas de punta ($GMTP_{p-1}^{CR}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMTP_{p-1}^{CR} = GP_{p-1}^{CR-BASE} + T_{p-1}^{CR-BASE} + PT_{p-1}^{CR-BASE}$$

b) *En fuera de punta:*

De igual manera que para el caso anterior, para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTFP_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados en el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTFP_p^{CR} = GMTFP_p^{CR-BASE} + GMTFP_p^{CR-Correc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTFPM_p^{CR-BASE} = GFPM_p^{CR-BASE}$$

$GMTFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados para el semestre p, sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

$GMTFPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas fuera de punta entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos durante el semestre p-2.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos de generación de energía en horas fuera de punta ($GMTFPM_{p-1}^{CR}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMTFPM_{p-1}^{CR} = GFP_{p-1}^{CR-BASE}$$

SECCIÓN IV.6.7: PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS

Artículo 108 Transición:

La actualización tarifaria que deberán efectuar las distribuidoras para el semestre comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2006, se efectuará de acuerdo al régimen que expira el 30 de Junio de 2006.

Artículo 109 A partir del 1 de julio de 2006 y hasta el 30 de junio de 2010, las distribuidoras deberán aplicar para el cálculo de los correspondientes cargos, el nuevo régimen tarifario.

Artículo 110 Las distribuidoras deberán contemplar para la aplicación de este nuevo régimen en las dos primeras actualizaciones semestrales desde su puesta en vigencia de los componentes de costo por abastecimiento, las cuales se calculan para los semestres comprendidos entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006 y desde el 1 de enero al 30 de junio de 2007, la utilización de los saldos remanentes de los semestres que concluyen el 30 de junio de 2006, cualquiera fuese su signo. Estos saldos corresponden a los componentes de costo de transmisión, pérdidas de transmisión y generación, que resultasen de la aplicación del mecanismo de actualización semestral previsto en el régimen que expira el 30 de Junio del 2006.

Artículo 111 En la actualización tarifaria del semestre comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006, se tendrán en cuenta los mismos componentes considerados en las actualizaciones de los cargos del régimen vigente hasta el 30 de junio de 2006. El primero de ellos representa el ajuste parcial para el semestre p-1 (desde el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006) de los cargos (GPE_{p-1} , $GFPE_{p-1}$, TE_{p-1} , PTE_{p-1}). El segundo componente considera la diferencia, actualizada por la tasa de interés, entre los valores que representan el ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2005), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}), respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a TE_{p-1} , TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 112 Para el caso de la actualización tarifaria del semestre comprendido entre el 1 de enero al 30 de junio de 2007 y teniendo en cuenta que el semestre p-1 (desde el 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2006) está comprendido dentro del nuevo régimen tarifario, no se calculará en este caso el componente representativo del ajuste parcial para el semestre p-1. Sin embargo se considerará el saldo actualizado por la tasa de interés representativo de la diferencia existente entre los valores correspondientes al ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (entre el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}) respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a

TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 113 Para calcular en el primer semestre que entra en vigencia el nuevo régimen tarifario (1 de julio a 31 de diciembre de 2006), el valor que recuperaría la empresa mediante la utilización de cada uno de los cargos vigentes en el semestre anterior (p-1) aplicados a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, en el semestre p, es necesario definir en este único caso los valores de cada uno de los cargos que serán utilizados, ya que el semestre p-1 corresponde al cuadro tarifario que expira el 30 de junio de 2006. Debido a ello, los valores adoptados en este único caso para los cargos Base correspondientes al semestre p-1, son los que resultan de la definición del nuevo cuadro tarifario. De esta manera podrán determinarse también los denominadores de cada una de las expresiones utilizadas para el cálculo de los diferentes cargos tarifarios. Para los semestres posteriores el cálculo mencionado no representaría ningún inconveniente por estar definidos los valores de los cargos vigentes en el semestre anterior (p-1).

Artículo 114 El cálculo del ajuste tarifario remanente deberá ser presentado al ERSP en forma separada al resto de la información sustentatoria requerida para el diseño de la fórmula tarifaria que regirá para el siguiente periodo tarifario y en los mismos formularios utilizados para el periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2006. Los remanentes de cada componente de costo deberán ser identificados y aplicados en los componentes de costos correspondientes.

SECCIÓN IV.6.8: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL PRIMER SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/07/2006 - 31/12/2006)

Artículo 115 El cálculo de las correcciones necesarias a efectuar en cada uno de los cargos para considerar los saldos remanentes durante el primer semestre tarifario, comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2006, se detalla seguidamente:

a) Corrección del cargo tarifario por consumo del alumbrado público

$$CCONAP_{p,i}^{CR-CRMAX} = CCONAP_{p,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-CRMAX}}{GFP_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$CCONAP_{p,i}^{CRMAX}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CCONAP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$GFP_p^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación.

(NOTA: En la fórmula anterior se utilizan los valores Base del semestre "p", ya que en este único caso, no existen los valores correspondientes al semestre "p-1").

$GFPM_p^{CR-CRMAX}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales); incluidos ingresos producidos por los cargos por consumo de alumbrado público, ambos en los semestres p-1 y p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-CRMAX} = (GFPE_{p-1} - 2 \times GFP_{p-1})(1+r)^{1/2} + (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

$GFPE_{p-1}$: Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación de energía en horas fuera de punta por variaciones en los costos reconocidos con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1.

GFP_{p-1} : Costos de generación de energía permitidos en horas fuera de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1. (Es el GFP_p de la actualización tarifaria anterior).

$GFPR_{p-2}$: Valor que representa el ajuste total del costo de generación de energía en horas fuera de punta en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en la ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$GFPE_{p-2}$: Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación de energía en horas fuera de punta por variaciones en los costos reconocidos con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-2. Este valor corresponde al $GFPE_{p-1}$ de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes $GFPE_{p-1}$, GFP_{p-1} , $GFPR_{p-2}$ y $GFPE_{p-2}$ se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

b) Corrección del cargo tarifario por pérdidas estándar en distribución

El cálculo de los componentes $GMTPM_p^{CR-Correcc}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$, que serán utilizados para definir las correcciones necesarias en el cargo por pérdidas de distribución, se efectuará, solamente para este semestre, mediante las expresiones detalladas en el punto correspondiente a la "Corrección de costos del mercado mayorista" ubicado posteriormente en este mismo numeral.

(i) Pérdidas de energía en distribución

- Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i}^{F-Correcc} = CPERDE_{p,i}^{F-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{FF-Correcc} = CPERDE_{p,i}^{FF-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

- Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i}^{Correcc} = CPERDE_{p,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFPM_p^{CR-BASE}} \right) \right]$$

(ii) Pérdidas de potencia en distribución

$$CPERDP_{p,i}^{Correcc} = CPERDP_{p,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_p^{CR-BASE}} \right)$$

c) Corrección del cargo tarifario fijo de transmisión

$$CPT_{p,i}^{Correcc} = CPT_{p,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correcc}}{T_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde sólo en este caso:

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPT_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i.

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPT_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p para cada categoría tarifaria i.

$T_p^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contengan las tarifas del semestre p a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación.

$TM_p^{CR-Correcc}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i, actualizado con la tasa de descuento "r". Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$TM_p^{CR-Correcc} = (TE_{p-1} - 2 \times T_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (TR_{p-2} - TE_{p-2}) \times (1+r)$$

TE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido en el período p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas.

T_{p-1} : Costos de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a todos los clientes en el semestre p-1. (Es el TP_p de la actualización tarifaria anterior).

TR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de transmisión permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos reconocidos y en las ventas, a pasar a tarifa de todos los clientes.

TE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Este valor corresponde al TE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes TE_{p-1} , T_{p-1} , TR_{p-2} y TE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

d) Corrección del cargo por pérdidas de transmisión

$$CPET_{p,i}^{Correct} = CPET_{p,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correct}}{PT_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde sólo en este caso:

$CPET_{p,i}^{Correct}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados a los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre p.

$PT_p^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre p a la proyección de ventas de clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación.

$PTM_p^{CR-Correct}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en los semestres p-1 y semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$PTM_p^{CR-Correct} = (PTE_{p-1} - 2 \times PT_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (PTR_{p-2} - PTE_{p-2}) \times (1+r)$$

PTE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el semestre p-1 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas.

PT_{p-1} : Costos de las pérdidas en el sistema de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1. (Es el PT_p de la actualización tarifaria anterior).

PTR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo de pérdidas en transmisión permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas, a pasar a tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

PTE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Este valor corresponde al PTE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes PTE_{p-1} , PT_{p-1} , PTR_{p-2} y PTE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

e) *Corrección del cargo por potencia de generación*

$$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE}$ ó $CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$GP_p^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación.

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales) en horas de Punta de los semestres p-1 y p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, actualizado con la tasa de descuento "r". Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPE_{p-1} - 2 \times GP_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (GPR_{p-2} - GPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GPE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación en horas de punta con respecto por variaciones en los costos permitidos y en las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-1.

GP_{p-1} : Costos de generación permitidos en horas de punta a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo p-1. (Es el GP_p de la actualización tarifaria anterior).

GPR_{p-2} : Valor que representa el ajuste total del costo generación en horas de punta permitido en el semestre p-2 por variaciones en los costos permitidos y en las ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente

GPE_{p-2} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de generación en horas de punta por variaciones en los costos permitidos y en las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p-2. Este valor corresponde al GPE_{p-1} de la actualización tarifaria del semestre anterior.

El cálculo de los componentes GPE_{p-1} , GP_{p-1} , GPR_{p-2} y GPE_{p-2} se efectúa utilizando las expresiones definidas en el régimen tarifario que expira el 30 de Junio del 2006.

f) *Corrección del cargo por energía de generación en punta y fuera de punta*

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

• *En horas de punta*

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CENEGEN_{p,i}^{CR-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$GPM_p^{CR-Correcc}$ y $GP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en el literal e.

• **En horas Fuera de Punta**

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_p^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$GFPM_p^{CR-Correcc}$ y $GFP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en el literal a.

(ii) **Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria**

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_p^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_p^{CR-BASE}} \right) \right]$$

Donde, sólo en este caso:

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que "no" dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p con los cargos BASE.

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $GP_p^{CR-BASE}$, $GFPM_p^{CR-Correcc}$ y $GFP_p^{CR-BASE}$: Definidos anteriormente en los literales e y a respectivamente.

g) **Corrección de costos del mercado mayorista**

(i) **En Punta**

$$GMTPM_p^{CR-Correcc} = GPM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

Donde, sólo en este caso:

$GMTPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas de punta entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos en los semestres p-1 y p-2 para cada categoría tarifaria.

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $TM_p^{CR-Correcc}$, $PTM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente en los literales e, c y d respectivamente.

(ii) **Fuera de Punta**

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

Donde, sólo en este caso:

$GMTFPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas fuera de punta entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos y las ventas reales), ambos durante los semestres p-1 y p-2.

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente en el literal a.

SECCIÓN IV.6.9: CÁLCULO DE LAS CORRECCIONES PARA EL SEGUNDO SEMESTRE DE TRANSICIÓN (01/01/2007 -30/06/2007)

Artículo 116 El cálculo tarifario de las correcciones necesarias a efectuar en cada uno de los cargos para el segundo semestre comprendido entre el 1 de enero al 30 de junio de 2007, se efectuará utilizando las mismas expresiones anteriores, pero eliminando solamente el término que representa el ajuste parcial de los cargos reconocidos por variaciones en los costos permitidos y en las ventas correspondiente al semestre p-1, que en este caso sería el comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2006, donde justamente se pone en vigencia el nuevo régimen tarifario. El ajuste actualizado que se considerará en este caso es el representativo de la diferencia existente entre los valores correspondientes al ajuste total permitido en los cargos del semestre p-2 (entre el 1 de enero hasta el 30 de junio de 2006), por variaciones en los costos permitidos y en las ventas (GPR_{p-2} , $GFPR_{p-2}$, TR_{p-2} y PTR_{p-2}) PTR_{p-2}), respecto de los valores representativos del ajuste parcial de los correspondientes cargos (GPE_{p-2} , $GFPE_{p-2}$, TE_{p-2} , PTE_{p-2}). En el caso de los cargos asociados a TR_{p-2} y TE_{p-2} se debe tener en cuenta que contemplan a todos los clientes mientras que los restantes solo a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

Artículo 117 El cálculo de las correcciones necesarias a efectuar en cada uno de los cargos para considerar los saldos remanentes durante el este semestre, se detalla seguidamente:

a) Corrección del cargo tarifario por consumo del alumbrado público

$$CCONAP_{p,j}^{Correct} = CCONAP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correct}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$$GFPM_p^{CR-Correct} = (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

b) Corrección del cargo tarifario por pérdidas estándar en distribución

El cálculo de los componentes $GMTPM_p^{CR-Correct}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correct}$, que serán utilizados para definir las correcciones necesarias en el cargo por pérdidas de distribución, se efectuará, solamente para este semestre, mediante las expresiones detalladas en el punto correspondiente a la "Corrección de costos del mercado mayorista" ubicado posteriormente en este mismo numeral.

(i) Pérdidas de energía en distribución

- Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,j}^{P-Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,j}^{FP-Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correct}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

- Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,j}^{Correct} = CPERDE_{p-1,j}^{BASE} \times \left[FCP_j \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1-FCP_j) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correct}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

(ii) Pérdidas de potencia en distribución

$$CPERDP_{p,j}^{Correct} = CPERDP_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correct}}{GMTP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) Corrección del cargo tarifario fijo de transmisión

$$CPT_{p,j}^{Correct} = CPT_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correct}}{TM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde sólo en este caso:

$$TM_p^{CR-Correct} = (TR_{p-2} - TE_{p-2}) \times (1+r)$$

d) Corrección del cargo por pérdidas de transmisión

$$CPET_{p,j}^{Correct} = CPET_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correct}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde sólo en este caso:

$$PTM_p^{CR-Correcc} = (PTR_{p-2} - PTE_{p-2}) \times (1+r)$$

e) *Corrección del cargo por potencia de generación*

$$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde, sólo en este caso:

$$GPM_p^{CR-Correcc} = (GPR_{p-2} - GPE_{p-2}) \times (1+r)$$

f) *Corrección del cargo por energía de generación en punta y fuera de punta*

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

- *En horas de punta*

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente.

- *En horas Fuera de Punta*

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definido anteriormente.

(ii) *Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria*

$$CENEGEN_{p,i}^{Geniv} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

g) *Corrección de costos del mercado mayorista*

(i) *En Punta*

$$GMTPM_p^{CR-Correcc} = GPM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

$GPM_p^{CR-Correcc}$, $TM_p^{CR-Correcc}$, $PTM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

(ii) *Fuera de Punta*

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Definidos anteriormente.

SECCIÓN IV.6.10: CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL

Artículo 118 Presentación de la actualización tarifaria ante el Ente Regulador:

Las empresas presentarán los componentes y cargos propuestas y la información sustentadora de la actualización tarifaria al Ente Regulador, por lo menos sesenta (60) días calendario antes de la fecha de entrada en vigencia.

Artículo 119 Periodo de revisión y aprobación por parte del ERSP:

A partir del recibo de la información el ERSP tendrá hasta treinta (30) días calendario, para revisar la información y solicitar información adicional si lo requiere. Cuando solicite información adicional se indicará el plazo para su presentación. Los cargos donde el ERSP no haya manifestado alguna objeción pasado el periodo de treinta (30) días indicado se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente.

En caso de objeción, el ERESF notificará sus observaciones a fin de que la empresa haga los ajustes correspondientes y notifique al ERESF su conformidad a más tardar en los siguientes quince (15) días calendario.

En caso de mantenerse alguna discrepancia en alguno de los componentes de los cargos respecto de la actualización tarifaria, se mantendrá la propuesta formulada por el ERESF hasta tanto sea resuelta la controversia; toda controversia se resolverá por resolución. En caso de que la controversia sea resuelta en forma favorable a la empresa distribuidora, la modificación que correspondiere se hará con efecto retroactivo a la fecha en que debió ser la actualización. Esto significa que se estimarán los ingresos recibidos de más o los ingresos no percibidos, dependiendo del caso y se considerará en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

Artículo 120 Divulgación de los cargos tarifarios para el semestre siguiente:

Las empresas deberán publicar todas las componentes y cargos tarifarios con una anticipación mínima de sesenta (60) días calendario antes de la entrada en vigencia de los mismos. Para esta primera publicación no se requiere la aprobación del ERESF.

Los cargos donde el ERESF no haya manifestado alguna objeción pasado un periodo de treinta (30) días, se darán por aprobados, por lo que la empresa los pondrá en vigencia en la fecha correspondiente sin necesidad de publicarlos nuevamente.

En el caso de objeciones planteadas por el ERESF ante alguna empresa y habiendo transcurrido el tiempo oportuno para la concreción de las mismas o solución de las eventuales controversias, la empresa afectada deberá efectuar una segunda publicación con los nuevos cargos aprobados por el ERESF, a más tardar cinco (5) días calendario después de la entrada en vigencia de los mismos.

Artículo 121 Requisitos y formularios de presentación de información para las actualizaciones semestrales:

La información necesaria para poder llevar a cabo las actualizaciones semestrales será solicitada por el ERESF y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formas de presentación que el ERESF establezca.

El ERESF entregará un modelo de formularios para la presentación completa de información requerida. Estos formularios podrán ser revisados previamente, con una anticipación de tres (3) meses a la fecha de actualización tarifaria sin necesidad de una audiencia pública.

No obstante, durante el proceso de revisión en la actualización tarifaria, el ERESF podrá solicitar a las empresas información adicional o explicaciones específicas al respecto, si lo considera necesario.

Artículo 122 Tasa de interés a aplicar:

En las fórmulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (r) cuando deba aplicarse las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario:

a) Tanto en el caso de déficit como de excedentes las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a un plazo de un año.

b) Las empresas deberán utilizar la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá que corresponde a la tasa de interés promedio del mercado bancario o de referencia del país. Las empresas deberán solicitar esta información a la Superintendencia de Bancos de Panamá.

c) El promedio correspondiente al promedio de las seis (6) meses anteriores (que corresponde al semestre p-2) a la fecha de actualización tarifaria.

SECCIÓN IV.A.II : REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NUDO O PUNTO DE ENTREGA.

Artículo 123 Para la determinación de los costos promedio de generación, los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista y los pérdidas de transmisión a traspasar a la tarifa, se requiere realizar la repartición de la energía medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se hará con base en una estimación de acuerdo a lo siguiente:

Se cuantificará para cada uno de los grandes clientes que compran a precios acordados libremente conectado a las líneas de distribución eléctrica que se sirven de ese nodo o punto de recibo, su consumo de energía equivalente en MWh a partir del consumo registrado en el medidor de energía eléctrica (MWh_{GR}) instalado en el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente. El consumo equivalente del gran cliente, acogido a precios acordados libremente, en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora (MWh_{GR}) se estimará

considerando el estimado de pérdidas entre el punto de entrega a grandes clientes que compran a precios acordados libremente y el nodo donde la distribuidora recibe la energía.

Artículo 124 Por simplificación esta pérdida se considerará igual al porcentaje de pérdidas estándar aprobado por el ERSF para el período tarifario.

Artículo 125 Para efectos de determinar la segregación de estas pérdidas de energía en distribución, por nivel de tensión se utilizará la proporción considerada en el diseño de la tarifa vigente.

Artículo 126 En cada hora la energía equivalente del gran cliente i que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora ($MWhE_{GCI}$) será calculada en la siguiente forma:

$$MWhE_{GCI} = \frac{MWh_{GCI}}{1 - PET\%}, \text{ donde}$$

MWh_{GCI} = Energía medida en el punto de recibo de cada gran cliente que compra a precios acordados libremente.

El $PET\%$ utilizado será el valor ajustado según lo indicado en este Régimen Tarifario y de acuerdo al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente, expresándolo en la fórmula anterior por unidad.

Artículo 127 En cada hora el total de la energía equivalente de todos los grandes clientes que compran a precios acordados libremente se restará de la energía medida total recibida en cada nodo o punto de recibo de la distribuidora; el valor así obtenido se considerará que corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas (MWh_{CRnodo}), siendo así:

$$MWh_{CRnodo} = MWh_{Dnodo} - \sum_{i=1}^n MWhE_{GCI}$$

MWh_{CRnodo} = corresponde a la energía de los clientes acogidos a tarifas reguladas conectados al nodo en cada hora.

MWh_{Dnodo} = es la energía medida total en el nodo de la distribuidora en cada hora.

$MWhE_{GCI}$ = la energía equivalente de cada gran cliente que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo de la empresa distribuidora en cada hora.

Artículo 128 Para la determinación de los costos permitidos de generación, transmisión, y los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista a traspasar a la tarifa se requiere realizar la repartición de la potencia medida en cada nodo o punto de entrega a las distribuidoras entre los grupos de clientes acogidos a tarifas reguladas y los grandes clientes que compran a precios acordados libremente. Esta repartición se realizará de la siguiente manera:

Para cada subperíodo j en que se divida cada hora se calculará la potencia equivalente del grupo de clientes acogidos a las tarifas reguladas con base en la siguiente expresión:

$$MWE_{CRnodo,j} = MW_{Dnodo,j} - \sum_{i=1}^n \frac{MW_{GCI,j}}{[1 - PPT\%]}$$

$MWE_{CRnodo,j}$ = Potencia equivalente del grupo de clientes acogidos a las tarifas reguladas conectados al nodo en el subperíodo j .

$MW_{Dnodo,j}$ = Potencia medida en el nodo de la distribuidora

$MW_{GCI,j}$ = Potencia medida en el punto de recibo de cada gran cliente que ha acordado comprar libremente.

El $PPT\%$ utilizado será el valor ajustado según lo indicado en este Régimen Tarifario y de acuerdo al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente, expresándolo en la fórmula anterior en por unidad.

Artículo 129 En cada hora, para la determinación de las compras de energía de la distribuidora el Centro Nacional de Despacho deberá restar de la energía medida en el nodo en que la distribuidora retira del sistema interconectado nacional la sumatoria de la energía medida en cada uno de los medidores de los grandes clientes que compran libremente y que se abastecen de dicho nodo.

Artículo 130 Para la determinación del resto de los componentes de la facturación de costos del mercado mayorista que utilizan la energía como medida de referencia (servicios auxiliares, generación obligada, etc.) y las de pérdidas en transmisión, el CND los calculará utilizando la energía equivalente $MWhE_{GCI}$ de cada gran cliente, lo que le corresponde a la distribuidora (MWh_{CRnodo}) y lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad vigentes.

Artículo 131 Para la determinación del resto de los componentes de la facturación del mercado mayorista que utilizan la potencia como medida de referencia, el CND utilizará la potencia medida de cada gran cliente en su punto de recibo; lo que le corresponde a la distribuidora será el resultado de deducir la potencia medida de los grandes clientes que se abastecen del nodo bajo análisis. Con base en esta separación se aplicará lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad vigentes.

SECCIÓN IV.6.12: AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA

Artículo 132 Cuando existan ajustes posteriores a información que haya sido suministrada como facturada o medida de los semestres p-1 y p-2, la diferencia entre el valor suministrado como facturado o medido en semestres anteriores y el valor ajustado se debe considerar como parte de la información que se presenta como p-2 con la debida identificación y sustentación.

SECCIÓN IV.6.13: PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Artículo 133 Las empresas distribuidoras deberán presentar los cargos propuestos en los distintos componentes de la tarifa acompañados de la información sustentadora, que contiene la segregación de los costos correspondientes y los cálculos pertinentes de acuerdo a la metodología establecida. La información sustentadora deberá ser presentada por escrito y en soporte magnético o digital.

ANEXO B

**DEFINICIONES ASOCIADAS AL RÉGIMEN TARIFARIO DEL
SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Abastecimiento: Adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requerida, puesta en nodos de la Empresa Distribuidora (incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás servicios del mercado mayorista).

Actividad Regulada: Incluye las actividades de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público.

Actividad No Regulada: Cualquier otra actividad que realice la Empresa Distribuidora distinta a la actividad regulada.

Alumbrado Público: actividad de iluminación de calles y avenidas de uso público.

Caracterización de la Carga: Representación de la carga demandada a un sistema eléctrico en términos de su distribución en el tiempo, y de los distintos grupos de Clientes que la determinan.

Cargo por Demanda: Es el cargo aplicado a la demanda de facturación del Cliente.

Cargos Tarifarios: Valores absolutos o unitarios representativos de la tarifa, que aplicados al Cliente, determinan el monto a pagar a la Empresa Distribuidora por los servicios contratados. Son los valores, que se establecen en el Pliego Tarifario.

CIPLP: Es el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Se define para cada nivel de tensión de Distribución.

Clase de Clientes: Cada uno de los grupos en los que se clasifica a los Clientes para la aplicación de las tarifas correspondientes.

Cliente: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

Cliente final: Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.

Comercialización: Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

Componente de Costos: Valores representativos de los costos de Distribución, Pérdidas en Distribución, Comercialización, Abastecimiento y Alumbrado Público, que se distribuyen a los distintos clases de Clientes sobre la base de la información de caracterización de la carga, obteniéndose los cargos tarifarios.

Costo Mensajero: Es un costo expresado en unidades de energía (DVAWh), que incluye los costos relacionados a la potencia y energía.

Curva de Carga: Diagrama representativo de la evolución de la carga demandada a un sistema eléctrico en el tiempo (diario o anual), por parte de una categoría de Clientes específica o por la totalidad de ellos. La curva de carga representa valores de potencia promedio de intervalos de quince (15) minutos.

Demanda: Es el valor promedio de la potencia medida durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW.

Demanda de Facturación: Es la demanda usada para determinar los cargos por demanda de acuerdo con las provisiones de un pliego tarifario.

Demanda Máxima: Es el mayor valor de la demanda durante un período específico de tiempo, usualmente el período de facturación, i.e. un mes, etc.

Densidad de los Clientes: Concentración de clientes en una red eléctrica.

Distribución: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

Empresa Distribuidora: Empresa responsable de la Distribución y Comercialización de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley 6 y el Contrato de Concesión.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996.

Estructura Tarifaria: Característica de los tarifas que tiene en cuenta a la clase de Clientes definidas, y la relación entre los cargos de los diferentes clases.

Factor de Carga: Es la relación de la demanda promedio sobre un período designado de tiempo a la demanda máxima que ocurre en ese período.

Factor de Coincidencia Externa de la Clase k (clase de Cliente) en el Nivel j (nivel de tensión): Es el cociente entre la potencia coincidental de la clase k con la máxima demanda del nivel de tensión j y la potencia máxima de la clase k.

Factor de Coincidencia Interna (o simultaneidad) de la Clase k (clase de Cliente) en el nivel j: Es el cociente entre la potencia máxima de la clase k y la suma de las potencias máximas individuales de los clientes de esa clase.

Factor de Participación en Punta (FTP): Es el factor que resulta de dividir para cada categoría tarifaria i, la energía consumida en el período de punta respecto de la energía total consumida, ambas medidas en el mismo período de tiempo. Este factor resulta de la campaña de medición.

Factor de Participación en Fuerza de Punta (FPFP): Es el factor que resulta de dividir para cada categoría tarifaria i, la energía consumida en el período fuerza de punta respecto de la energía total consumida, ambas medidas en el mismo período de tiempo. Este factor resulta de la campaña de medición. Evidentemente, $FPFP_i = (1 - FTP_i)$.

Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa en Kilowatts (KW) y la potencia aparente en Kilovoltios-ampères (kVA).

Fórmulas Tarifarias: Son las fórmulas resultantes de asignar a cada una de las variables definidas en los procedimientos tarifarios un valor resultante de una evaluación de costos calculados bajo el supuesto de eficiencia económica en la gestión de la Empresa Distribuidora.

Gran Cliente: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior por sitio a la que el ERSP establezca en las revisiones tarifarias, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a tarifas reguladas.

Horas de Punta: Corresponde a las horas entre las 9:00 y las 17:00 horas de lunes a viernes.

Horas Fuera de Punta: Corresponde a las horas entre las 17:00 y las 9:00 horas de lunes a viernes y la totalidad de los días sábado, domingo y días de fiesta nacional.

Ingreso Máximo Permitido: El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por actividades reguladas para las empresas distribuidoras en un período tarifario es la suma de los Ingresos Máximos Permitidos por las actividades de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público.

Ley: Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

Pico de Demanda: Es la máxima demanda consumida en un período de tiempo establecido. Puede referirse a la demanda máxima instantánea o a la demanda máxima promedio sobre un período designado de tiempo.

Pliego Tarifario: Documento que contiene todas las tarifas vigentes, las condiciones para su aplicación y las condiciones generales del suministro de energía eléctrica.

Potencia Máxima Individual: Es la potencia máxima de un determinado Cliente que resulta de su curva de carga.

Potencia Simultánea de la Clase: Es la potencia que resulta de sumar todas las curvas de carga de los Clientes de la clase.

Potencia Máxima de la Clase: Es el valor máximo de la potencia simultánea de la clase.

Potencia Coincidental de la Clase k (clase de Clientes) en el Nivel j (nivel de tensión): Es el valor de la potencia instantánea de la clase k en el momento coincidente con la ocurrencia de la potencia máxima j.

Prestador de Servicios Públicos de Electricidad: La persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.

Procedimientos Tarifarios: Son los procedimientos de cálculo de tarifas definidos en el Régimen Tarifario del presente RDC.

Punto de Interconexión o de Conexión: Es el punto donde un Cliente Final o Usuario es conectado a la red de la Empresa Distribuidora y que delimita las propiedades eléctricas entre el Cliente Final o Usuario y la Empresa Distribuidora.

Régimen Tarifario: Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

Servicio Público de Comercialización o Servicio de Comercialización: Es la actividad de venta de energía eléctrica a los Clientes Finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

Servicio Público de Distribución o Servicio de Distribución: Es la actividad de transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente.

Tarifa: Precio mediante el cual se traslada a los clientes los costos de la prestación del servicio eléctrico de acuerdo a las fórmulas y metodologías aprobadas por el Ente Regulador

AVISOS

AVISO

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público, que de acuerdo con escritura pública expedida por la Notaría Pública Segunda del circuito de Colón, se da a conocer que el día 21 de enero de 2006 por compraventa, que el Sr. **LAM KWOK HOI**, con cédula N-16-621, varón, mayor de edad, vende el **KIOSKO AMADOR**, ubicado en Calle 11 Avenida Amador Guerrero de esta ciudad de Colón, el cual opera con licencia tipo B 516, a la Sra. **TAHUMANA NURIA CHUNG**, mujer, panameña, con cédula de identidad personal número 3-700-2264.

Lam Kwok Hoi
N-16-621

L- 201-148159
Segunda publicación

AVISO PUBLICO

Para dar cumplimiento con lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que he vendido a **WAI LUI ZHONG ZHU**, mujer, panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal N° 8-806-278, el establecimiento comercial denominado **MINI SUPER Y FERRETERIA NUEVA CAÑITA**, ubicado en Vía Panamericana, casa N° 42, corregimiento de Cañita. Dado en la ciudad de Panamá, a los 15 días del mes de febrero de 2006.

Atentamente,
Lyza Liyana Ng Lim
Céd. 8-754-2
L- 201-148288
Segunda publicación

AVISO
Para dar cumpli-

miento al Artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que yo, **YUC FAG LOO HO**, portador de la cédula de identidad personal N° PE-9-992, he traspasado a **JOSE LOO ZOU**, varón, portador de la cédula de identidad personal N° 8-813-1536, los establecimientos comerciales denominados **ABARROTERIA Y CARNICERIA 89 y LAVAMATICO 89**, los cuales están ubicados en Vía Domingo Díaz, Barriada La Tranca, casa N° 53, corregimiento de Rufina Alfaro (antes corregimiento José Domingo Espinar), distrito de San Miguelito, provincia de Panamá.

Atentamente,
Yuc Fag Loo Ho
Cédula N° PE-9-992
L- 201-147561
Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 777, del Código de Comercio, se avisa al público que el negocio denominado **CASA MAYORISTA LIKA LIKA**, ubicado en Vía Simón Bolívar, Centro Comercial La Gran Estación, corregimiento de Pueblo Nuevo, distrito de Panamá, provincia de Panamá, ha sido traspasado a **JINXIAN**, varón, mayor de edad, con cédula de identidad personal número N-20-170, el mencionado negocio estaba amparado con el registro comercial tipo B 2004-5050 del 25 de agosto de 2004, por lo tanto es el nuevo propietario del negocio antes mencionado y funcionará con la misma razón comercial.

Fdo. Gau Sang Hau

de Ng
N-17-252

L- 201-148828
Segunda publicación

AVISO PUBLICO

Para dar cumplimiento del Artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público que yo, **AURELIO VEGA CRUZ**, con cédula de identidad personal N° 9-40-737, propietario del negocio denominado **BAR Y BILLAR S.A.**, ubicado en la entrada de Bique, distrito de Arraiján, corregimiento de Cerro Silvestre, amparado bajo el registro comercial N° 2644, traspaso el negocio ya mencionado al Sr. **ELIAS VEGA CRUZ**, con cédula de identidad personal N° 9-93-927

Aurelio Vega Cruz
L- 201-149291
Segunda publicación

EDICTOS AGRARIOS

REPUBLICA DE
PANAMA
MINISTERIO DE
DESARROLLO
AGROPECUARIO
DIRECCION
NACIONAL DE
REFORMA
AGRARIA
REGION N° 7,
CHEPO
EDICTO
N° 8-7-28-2006

El suscrito funcionario
sustanciador de la

Dirección Nacional de
Reforma Agraria, en la
provincia de Panamá
al público.

HACE SABER:
Que el señor(a)
**CRESCENCIO
ALONZO**, vecino(a)
de Higueronal,
corregimiento de Tortí,
distrito de Chepo,
portador de la cédula
de identidad personal
N° 7-57-316, ha
solicitado a la

Dirección Nacional de
Reforma Agraria,
mediante solicitud N°
8-7-160-2002, según
plano aprobado N°
805-08-17059, la
adjudicación a título
oneroso de una
parcela de tierra
Baldía Nacional
adjudicable, con una
superficie de 34 Has.
+ 4716.90 M2,
ubicada en
Higueronal,

corregimiento de Tortí,
distrito de Chepo,
provincia de Panamá,
comprendida dentro
de los siguientes
linderos:
NORTE: Francisco
González, Crescencio
Alonzo.
SUR: Río Higueronal.
ESTE: Camino de
15.00 mts. a la C.I.A.
OESTE: José María
Zambrano.
Para los efectos

legales se fija este
Edicto en lugar visible
de este Despacho, en
la Alcaldía del distrito
de Chepo o en la
corregiduría de Tortí y
copias del mismo se
entregarán al
interesado para que
las haga publicar en
los órganos de
publicidad
correspondientes, tal
como lo ordena el Art.
108 del Código de

Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 31 días del mes de enero de 2006.

LIC. CRISTOBAL DIAZ

Funcionario Sustanciador ANYURI RIOS

Secretaria Ad-Hoc

L- 201-148495

Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION N° 7, CHEPO
EDICTO

N° 8-7-29-2006

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **ROLANDO CRUZ PINTO**, vecino(a) de **Madroño**, corregimiento de Las Margaritas, distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal N° 6-60-806, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 8-070-96, según plano aprobado N° 805-05-17999, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 35 Has. + 8352.60 M2, ubicada en Madroño, corregimiento de Las

Margaritas, distrito de Chepo, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Omar Enrique Ferrabone.

SUR: Iturbide Gómez, Alejandro Camarena.

ESTE: Rolando Cruz, Alejandro Camarena.

OESTE: Narciso Solís.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo o en la corregiduría de Las Margaritas y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 31 días del mes de enero de 2006.

LIC. CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaria Ad-Hoc

L- 201-148496

Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION N° 7, CHEPO
EDICTO

N° 8-7-30-2006

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de

Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **BLANCA ELIDA PEÑA**, vecino(a) de Rubén D. Paredes, corregimiento de 24 de Diciembre, distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal N° 8-222-210, ha solicitado a la

Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud N° 8-7-94-98, según plano aprobado N° 808-21-17700, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 231.83 M2, ubicada en Bda. Rubén D. Paredes, corregimiento de 24 de Diciembre, distrito de Panamá, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Gil Núñez.

SUR: Mario Sánchez.

ESTE: Calle de 8.00 mts.

OESTE: Leonidas Carpintero.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá o en la corregiduría de 24 de Diciembre y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a

partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 31 días del mes de enero de 2006.

LIC. CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaria Ad-Hoc

L- 201-148500

Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION N° 7, CHEPO
EDICTO

N° 8-7-31-2006

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **GILDA DELIA ABREGO CHAVEZ**,

vecino(a) de Unión

Herrera, corregimiento de Sta.

Cruz de Chinina, distrito de Chepo,

portador de la cédula de identidad personal N° 8-212-1460, ha solicitado a la

Dirección Nacional de Reforma Agraria,

mediante solicitud N° 8-7-120-2003, según

plano aprobado N° 805-06-18038, la

adjudicación a título oneroso de una

parcela de tierra Baldía Nacional

adjudicable, con una superficie de 52 Has.

+ 3149.31 M2, ubicada en Unión

Herrera, corregimiento de Sta.

Cruz de Chinina, distrito de Chepo, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Alcibiades Sánchez Domínguez.

SUR: Río Zahino, área monañosa

barrancos.

ESTE: Justino Sánchez Vergara.

OESTE: Justino Sánchez Vergara,

camino de 15.00 metros a Unión

Herrera.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo o en la

corregiduría de Sta. Cruz de Chinina y copias del mismo se

entregarán al interesado para que

las haga publicar en los órganos de

publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de

Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última

publicación.

Dado en Chepo, a los 7 días del mes de

enero de 2006.

CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaria Ad-Hoc

L- 201-148499

Unica publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION N° 7, CHEPO

EDICTO

Nº 8-7-32-2006

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **OVIDIO CESAR GONZALEZ DIAZ**, vecino(a) de Loma del N a r a n j o , corregimiento de El Llano, distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal Nº 7-110-692, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-7-785-01, según plano aprobado Nº 805-04-17904, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 45 Has. + 0342.72 M2, ubicada en Majecito Arriba, corregimiento de El Llano, distrito de Chepo, provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:
 Globo "A" 11 Has. + 0339.80 m2.
 NORTE: Gabriel Bultrón.
 SUR: María Lorenza Nieto de Almanza.
 ESTE: Camino de 10.00 mts. a Las Lajitas.
 OESTE: Río Majecito.
 Globo "B" 2 Has. + 9936.22 m2.
 NORTE: Camino de 12.00 mts. a Tres Quebradas.
 SUR: Río Majecito.
 ESTE: Río Majecito.
 OESTE: Camino de 12.00 mts. a Tres Quebradas.
 Globo "C" 31 Has. + 0046.70 m2.
 NORTE: Hermenegil-

do Barrios.

SUR: Gabriel Barrera, Edwin Elia Cedeño.

ESTE: Camino de 12.00 mts. a Tres Quebradas.

OESTE: Juan Chen.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo o en la corregiduría de El Llano y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.
 Dado en Chepo, a los 7 días del mes de febrero de 2006.

CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaría Ad-Hoc

L- 201-148488

Única publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 7,
CHEPO
EDICTO

Nº 8-7-32-2006

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **ANA MARIA RODRIGUEZ DE CASAL**, vecino(a)

de El Romeral, corregimiento de Parque Lefevre, distrito de Panamá, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-101-07, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-128-80, según plano aprobado Nº 87-4911, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra patrimonial adjudicable, con una superficie de 0 Has. + 1551.60 M2, que forma parte de la finca 2693, inscrita al Tomo 182, E.A. Folio 164, de propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno está ubicado en la localidad de Rancho Café, corregimiento de 24 de Diciembre, distrito de Panamá, provincia de Panamá, comprendido dentro de los siguientes linderos:

NORTE: Pedro Mayorga.

SUR: Félix Quezada.

ESTE: Camino a Río Cabra de 12.00 metros.

OESTE: Enrique Cazazola.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Panamá o en la corregiduría de 24 de Diciembre y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de

Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 8 días del mes de febrero de 2006.

CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaría Ad-Hoc

L- 201-148492

Única publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCION NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGION Nº 7,
CHEPO
EDICTO

Nº 8-7-190-2005

El suscrito funcionario sustanciador de la Dirección Nacional de Reforma Agraria, en la provincia de Panamá al público.

HACE SABER:

Que el señor(a) **BIENVENIDA RIOS DE RODRIGUEZ**, vecino(a) de Ipetí, corregimiento de Tortí, distrito de Chepo, portador de la cédula de identidad personal Nº 8-268-36, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria, mediante solicitud Nº 8-7-39-2003, según plano aprobado Nº 805-08-17841, la adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra Baldía Nacional adjudicable, con una superficie de 66 Has. + 1212.77 M2, ubicada en Agua Fría, corregimiento de Tortí, distrito de Chepo,

provincia de Panamá, comprendida dentro de los siguientes linderos:

Globo "A" 46 Has. + 1041.67

NORTE: Cristino García, David Rodríguez, José Aníbal Castellón.

SUR: Camino de tosca de 15.00 MD a otras fincas.

ESTE: Callejón de 6.00 MD a otras fincas.

OESTE: Aurelio Villarreal, David Rodríguez.

Globo "B" 20 Has. + 0171.10 m2.

NORTE: Pascual Castellón, José Ortega.

SUR: Río Agua. camino de tosca de 15.00 MD a otras fincas.

ESTE: Qda. s/n de por medio, Agapito Quintero.

OESTE: Callejón de 6.00 mts. a otras fincas.

Para los efectos legales se fija este Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del distrito de Chepo o en la corregiduría de Tortí y copias del mismo se entregarán al interesado para que las haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el Art. 108 del Código de Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en Chepo, a los 7 días del mes de octubre de 2005.

CRISTOBAL DIAZ

Funcionario

Sustanciador

ANYURI RIOS

Secretaría Ad-Hoc

L- 201-148490

Única publicación