

GACETA OFICIAL

AÑO XCVII

PANAMÁ, R. DE PANAMÁ JUEVES 25 DE JULIO DE 2002

Nº 24,603

CONTENIDO

CONSEJO DE GABINETE
DECRETO DE GABINETE Nº 21
(De 24 de julio de 2002)

"POR EL CUAL SE MODIFICA EL ARTICULO SEXTO DEL DECRETO DE GABINETE NUMERO 20 DE 17 DE JULIO DE 2002." PAG. 3

MINISTERIO DE SALUD
DIRECCION NACIONAL DE FARMACIA Y DROGAS
RESOLUCION Nº 061
(De 15 de julio de 2002)

"QUE ADOPTA LAS SIGLAS O.T.S. (OPCIONES DE TRATAMIENTOS SIMTOMICOS), PARA DENOMINAR LOS PRODUCTOS DE VENTA POPULAR, O DE FRASE SIMILAR." PAG. 4

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION Nº JD-3427
(De 16 de julio de 2002)

"POR LA CUAL SE APRUEBA EL PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA PUBLICA PARA LA MODIFICACION DE LOS CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPRAVENTA GARANTIZADA DE ENERGIA Y/O POTENCIA PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA, CONTENIDOS EN EL ANEXO A DE LA RESOLUCION Nº JD-2728 DE 20 DE ABRIL DE 2001, MODIFICADA POR LA RESOLUCION Nº JD-3289 DE 22 DE ABRIL DE 2002." PAG. 5

TRIBUNAL ELECTORAL
DECRETO 15
(De 19 de julio de 2002)

"POR EL CUAL SE ESTABLECE EL CODIGO DE ETICA EN EL TRIBUNAL ELECTORAL." PAG. 98

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
DIRECCION GENERAL DE ADUANAS
RESOLUCION Nº 088
(De 3 de junio de 2002)

"CONCEDER A LA EMPRESA INVERSIONES OASIS AZUL, S.A., LICENCIA PARA OPERAR UN ALMACEN DE DEPOSITO ESPECIAL SITUADO EN EL AEROPUERTO INTERNACIONAL DE TOCUMEN." PAG. 108

RESOLUCION Nº 096
(De 14 de junio de 2002)

"OTORGAR A RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ, CON CEDULA DE IDENTIDAD PERSONAL Nº 8-429-521, LA LICENCIA Nº 288, LICENCIA PARA EJERCER LA PROFESION DE AGENTE CORREDOR DE ADUANAS EN TODO EL TERRITORIO NACIONAL." PAG. 109

RESOLUCION Nº 105
(De 27 de junio de 2002)

"CONCEDER A LA EMPRESA CONSORCIO PESQUERO PANAMA, S.A. CONPESPASA LICENCIA PARA DEDICARSE A LAS OPERACIONES DE TRANSITO DE MERCANCIAS." PAG. 110

SUPERINTENDENCIA DE BANCOS
RESOLUCION GENERAL S.B. Nº 02-2002
(De 18 de julio de 2002)

"APRUEBASE Y ADOPTESE EL SIGUIENTE CODIGO DE ETICA APLICABLE A LOS SERVIDORES PUBLICOS DE LA SUPERINTENDENCIA DE BANCOS." PAG. 112

CONTINUA EN LA PAGINA 2

GACETA OFICIAL**ORGANO DEL ESTADO**

Fundada por el Decreto de Gabinete Nº 10 del 11 de noviembre de 1903

**LICDO. JORGE SANIDAS A.
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 - Fax: 227-9830

Apartado Postal 2189

Panamá, República de Panamá

LEYES, AVISOS, EDICTOS Y OTRAS

PUBLICACIONES

PRECIO: B/5.00

IMPORTE DE LAS SUSCRIPCIONES

Mínimo 6 Meses en la República: B/. 18.00

Un año en la República B/.36.00

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

Un año en el exterior, B/.36.00, más porte aéreo

Todo pago adelantado.

Impreso en los talleres de Editora Dominical, S.A.

MINISTERIO DE EDUCACION**RESUELTO Nº 1197**

(De 18 de julio de 2002)

"RECONOCESE A LA ASOCIACION DENOMINADA "FUNDACION EMPRETEC PANAMA" COMO INSTITUCION EDUCATIVA SIN FINES DE LUCRO." PAG. 122**AUTORIDAD NACIONAL DEL AMBIENTE****RESOLUCION Nº AG-0330-2002**

(De 17 de julio de 2002)

"RATIFICAR LA JUNTA DIRECTIVA DEL PATRONATO DEL PARQUE NATURAL METROPOLITANO, PARA EL PERIODO DEL 2002 AL 2004." PAG. 124**DEFENSORIA DEL PUEBLO****RESOLUCION Nº 3**

(De 19 de julio de 2002)

"POR MEDIO DE LA CUAL SE APRUEBA EL CODIGO DE ETICA DE LOS SERVIDORES PUBLICOS DE LA DEFENSORIA DEL PUEBLO." PAG. 125**CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMA****RESOLUCION Nº 27**

(De 11 de julio de 2002)

"POR MEDIO DEL CUAL SE INTRODUCEN MODIFICACIONES EN EL ARTICULO Nº 32-9, DEL CAPITULO IX DE LAS DISPOSICIONES VIGENTES DE LA OFICINA DE SEGURIDAD (PARA LA PREVENCION DE INCENDIOS) DEL CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMA." PAG. 138**ORDEN GENERAL Nº 47**

(De 17 de julio de 2002)

"POR MEDIO DELA CUAL EL COMANDANTE PRIMER JEFE DEL CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMA EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y REGLAMENTARIAS APRUEBA EL CODIGO DE ETICA BOMBERIL." PAG. 139**AUTORIDAD DE LA REGION INTEROCEANICA****CONTRATO DEL PROYECTO URBANIZACION NUEVO VERACRUZ Nº 128-02**

(De 30 de mayo de 2002)

"CONTRATO ENTRE LA AUTORIDAD DE LA REGION INTEROCEANICA Y CARLOS ALBERTO DE OBALDIA CAÑAS, APODERADO GENERAL DE LA SOCIEDAD ASFALTOS PANAMEÑOS, S.A."...PAG. 147**AVISOS Y EDICTOS PAG. 159**

**CONSEJO DE GABINETE
DECRETO DE GABINETE Nº 21
(De 24 de julio de 2002)**

"Por el cual se modifica el artículo sexto del Decreto de Gabinete número 20 de 17 de julio 2002".

EL CONSEJO DE GABINETE

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto de Gabinete N°20 de 17 de julio de 2002, el Consejo de Gabinete creó nuevas fracciones al Arancel Nacional de Importación.

Que en el artículo sexto del Decreto de Gabinete N°20 de 17 de julio de 2002 se estableció que dicho Decreto de Gabinete comenzaría a regir a partir de su promulgación.

Que el Gobierno Nacional es consciente de su obligación de fortalecer e incentivar la producción agropecuaria nacional en términos de competitividad, eficiencia, sostenibilidad y equidad al sector agropecuario y agroindustrial, pero sin perjudicar a otros sectores de la economía nacional.

Que, por tanto, se hace necesario modificar la entrada en vigencia del Decreto de Gabinete N° 20 de 17 de julio de 2002.

DECRETA:

ARTÍCULO PRIMERO: El artículo sexto del Decreto de Gabinete N°20 de 17 de julio de 2002, quedara así:

"Artículo Sexto: Este Decreto de Gabinete comenzará a regir en un término de treinta (30) días a partir de su promulgación".

ARTÍCULO SEGUNDO: Este Decreto de Gabinete comenzará a regir a partir de su promulgación.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Dado en la Ciudad de Panamá, a los 24 días del mes de julio de 2002

MIREYA MOSCOSO
Presidenta de la República
ANIBAL SALAS CESPEDES
Ministro de Gobierno y Justicia
ARMODIO ARIAS CERJACK
Ministro de Relaciones Exteriores, a.i.

JOAQUIN JOSE VALLARINO III
Ministro de Trabajo y Desarrollo Laboral
JOAQUIN E. JACOME DIEZ
Ministro de Comercio e Industrias
MIGUEL A. CARDENAS
Ministro de Vivienda

NORBERTO DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas
DORIS ROSAS DE MATA
Ministra de Educación
VICTOR JULIAO GELONCH
Ministro de Obras Públicas
FERNANDO GRACIA GARCIA
Ministro de Salud

PEDRO ADAN GORDON S.
Ministro de Desarrollo Agropecuario
RICARDO MARTINELLI B.
Ministro para Asuntos del Canal
ALBA TEJADA DE ROLLA
Ministra de la Juventud, la Mujer,
la Niñez y la Familia

IVONNE YOUNG
Ministra de la Presidencia y
Secretaría General del Consejo de Gabinete

MINISTERIO DE SALUD
DIRECCION NACIONAL DE FARMACIA Y DROGAS
RESOLUCION Nº 061
(De 15 de julio de 2002)

Que adopta las siglas O.T.S. (Opciones de Tratamientos Sintomáticos), para denominar los productos de venta popular, o de frase similar

EL DIRECTOR DE FARMACIA Y DROGAS
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley 1 de 10 de enero de 2001, se realiza la clasificación de los productos farmacéuticos, para efectos de su expendio.

Que dicha clasificación divide los productos farmacéuticos en las siguientes categorías: de venta con presentación de receta especial numerada de venta bajo receta médica que sólo pueden ser dispensados en farmacias, de venta sin receta médica, que sólo pueden ser dispensados en farmacias y botiquines de pueblo y medicamentos de venta popular o sin receta médica, que pueden ser comercializados, en establecimientos farmacéuticos y no farmacéuticos.

Que los productos de venta sin receta médica o de venta popular, comercializados en farmacias, botiquines de pueblo, establecimientos farmacéuticos y no farmacéuticos, son denominados comúnmente productos de OTC (over-the counter), sin embargo, las siglas de esta denominación obedece a una oración en idioma inglés.

Que el Decreto Ejecutivo 665 de 25 de agosto de 1993, que fuera derogado por la ley 1 de enero de 2001, señalaba a los productos de venta popular con las siglas OTS, (**OPCIONES DE TRATAMIENTOS SINTOMÁTICOS**), lo que constituye impropio para denominar a los productos antes indicado.

Que en la actualidad no existe documento que disponga una denominación corta o siglas con que se identifique rápidamente a los medicamentos de venta popular, sin receta médica o frase similar.

Que existe la necesidad de adoptar una denominación de identificación rápida y corta, de carácter nacional para los productos de venta popular, sin receta médica y de frase similar.

Que le corresponde a la Dirección Nacional de Farmacia y Drogas, todo lo concerniente de ámbito de aplicación y objetivos relacionados a los registros sanitarios y disposiciones a fines que le sean inherentes.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Adoptar las siglas **OTS (OPCIONES DE TRATAMIENTOS SINTOMÁTICOS)**, para denominar a los productos de venta popular, de venta sin receta médica o de frase similar, de venta en farmacias, botiquines de pueblo, establecimientos farmacéuticos y no farmacéuticos.

ARTÍCULO SEGUNDO: Esta resolución rige a partir de su publicación.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE,

RALPH CARL ANDERSON
Director Nacional de Farmacias y Drogas

ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PUBLICOS
RESOLUCION Nº JD-3427
(De 16 de julio de 2002)

“Por la cual se aprueba el procedimiento de Audiencia Pública para la modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, contenidos en el Anexo A de la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001, modificada por la Resolución No. JD-3289 de 22 de Abril de 2002”

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

CONSIDERANDO:

1. Que mediante la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, 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 el numeral 18 del Artículo 19 de la referida Ley No. 26, establece como facultad del Ente Regulador, organizar las audiencias públicas que las leyes sectoriales ordene o que el propio Ente Regulador considere necesarias;
 3. Que la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998, dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, que rige para las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
 4. Que el numeral 1 del Artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, antes señalada, le atribuye al Ente Regulador de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley No. 6;
 5. Que el numeral 9 del Artículo 20 de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, atribuye al Ente Regulador la función de establecer los criterios y procedimientos para los contratos de ventas garantizadas de energía y potencia entre los prestadores del servicio, de forma que se promueva la libre competencia, cuando proceda, y la compra de energía en condiciones económicas;
 6. Que mediante la Resolución JD-2728 de 30 de abril de 2001, el Ente Regulador aprobó los Parámetros, Criterios y Procedimientos para la Compra Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, que aparecen contenidas el Anexo A de la misma;
 7. Que el Artículo Quinto de la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001, establece que los parámetros, criterios y procedimientos aprobados mediante dicha Resolución, podrán modificarse por el Ente Regulador a través del procedimiento de Audiencia Pública;
 8. Que el Ente Regulador dictó la Resolución No. JD-3289 de 22 de abril de 2002, mediante la cual aprobó modificaciones que se consideraron procedentes a la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001, debido a las modificaciones que se hicieron a las Reglas Comerciales;
 9. Que luego de aprobada la referida Resolución No. JD-3289, el Ente Regulador a solicitud de las empresas distribuidoras y tomando en cuenta los resultados obtenidos por Elektra Noreste, S.A. en sus licitaciones, toda vez que en las mismas se declararon desierto la mayoría de los renglones solicitados, debido a que algunas de las cláusulas del Reglamento de Compra permitieron que no se presentaran propuestas por la totalidad del tiempo ni de la cantidad solicitada, ha considerado necesario someter a

consideración una propuesta de modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica;

10. Que los objetivos específicos de la propuesta de modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, son los siguientes:

- Modificar el requisito de que las distribuidoras solo puedan licitar por bloques mínimos de 15% y máximo de 25% de la Demanda Máxima de Generación.
- Establecer un plazo único para las ofertas, para que no sean aceptadas ofertas por menos tiempo del solicitado.
- Flexibilizar las condiciones para que las distribuidoras puedan contratar por períodos cortos para aprovechar ofertas ventajosas.

11. Que el Ente Regulador preparó una propuesta de modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, para ser sometido a evaluación en Audiencia Pública;

12. Que el Numeral 25 del Artículo 20 de la Ley No. 6 de 1997, atribuye al Ente Regulador la facultad de realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las funciones que le asigne la Ley;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de una Audiencia Pública para considerar la propuesta elaborada por el Ente Regulador de los Servicios Públicos para la modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica, que se encuentran contenidos en el Anexo A de la Resolución No. JD-2728 de 20 de abril de 2001, conforme quedaron modificados por la Resolución No. JD-3289 de 22 de abril de 2002.

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que el Anexo A de la presente Resolución contiene la "Propuesta de Modificación de los Criterios y Procedimientos para la Compraventa Garantizada de Energía y/o Potencia para las Empresas de Distribución Eléctrica" que somete el Ente Regulador de los Servicios Públicos a consideración de los interesados.

TERCERO: COMUNICAR que la Audiencia Pública descrita en el Resuelto Primero de esta Resolución, se llevará a cabo el día miércoles 14 de agosto de 2002, a partir de las nueve de la mañana (9:00 a.m.). El Ente Regulador comunicará con la debida antelación en los medios impresos de circulación nacional, el lugar designado para la celebración de la Audiencia Pública.

CUARTO: ANUNCIAR que el Ente Regulador de los Servicios Públicos aceptará comentarios a favor u objeciones a la propuesta de modificación del tema descrito en el Resuelto Primero de esta Resolución, de acuerdo al procedimiento que se detalla a continuación:



PROCEDIMIENTO DE AUDIENCIA PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPRAVENTA GARANTIZADA DE ENERGÍA Y/O POTENCIA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CONTENIDAS EN EL ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN NO. JD-2728 DE 20 DE ABRIL DE 2001, MODIFICADA POR LA RESOLUCIÓN NO. JD-3289 DE 22 DE ABRIL DE 2002

A.- PRESENTACIÓN DE COMENTARIOS U OBJECIONES:

1.- Personas calificadas para entregar comentarios u objeciones:

1.1. Los representantes legales de los prestadores de servicios públicos de electricidad, conforme hayan sido registrados en el ENTE REGULADOR, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

1.2. Los representantes legales de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante el Ente Regulador para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios públicos de electricidad.

1.3 Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

1.4. Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

2.- Fecha y hora límite de entrega:

2.1. Los interesados en presentar sus comentarios deberán hacerlo a más tardar a las cinco de la tarde (5:00 p.m.) del día viernes 2 de agosto del año 2002.

2.2. En la fecha y hora señaladas, el Ente Regulador levantará un acta donde constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación con sus comentarios debidamente justificados.

3.- Lugar de Entrega:

Edificio Discount Bank Calle 50, Frente a ASSA, Tercer Piso.

En horario de 8:00 a.m. a 5:00 p.m.

4.- Forma de Entrega de los Comentarios:

4.1- En sobre cerrado, uno por cada participante.

4.2- EL sobre con los comentarios para la propuesta a que se refiere la presente Audiencia Pública, debe identificarse con la siguiente leyenda:

AUDIENCIA PÚBLICA

**PARA LA MODIFICACIÓN DE LOS CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS
PARA LA COMPRAVENTA GARANTIZADA DE ENERGÍA Y/O**

**POTENCIA DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,
CONTENIDAS EN EL ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN NO. JD-2728 DE
20 DE ABRIL DE 2001**

NOMBRE, TELÉFONO, FAX Y DIRECCIÓN DEL REMITENTE

5.- Contenido de la Información:

5.1.- Nota remisoria: Los comentarios y la información que los respalde deben ser remitidos al Ente Regulador mediante nota que debe ser firmada por las personas a que se refiere el punto A-1 de este procedimiento. Dicha nota deberá estar acompañada de copia de la cédula de identidad personal o pasaporte de la persona que la suscribe.

5.2.- En los comentarios que se presenten debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública.

5.3. Deberán acompañarse los comentarios con la documentación técnica que respalda la posición, en caso de ser necesario.

5.4. Toda información debe presentarse en tres juegos 8 1/2 x 11 (un original y dos copias) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente deberá presentarse una copia en medio magnético.

B.- DISPONIBILIDAD DE COMENTARIOS U OBJECIONES A LOS INTERESADOS:

1.- Fechas en que estarán disponibles para inspección:

Del lunes 5 al viernes 9 de agosto de 2002.

2.- Horario en que estarán disponibles para inspección:

De 8:30 a.m. a 3:30 p.m., en días hábiles.

3.- Lugar donde estarán disponibles para inspección:

Edificio Discount Bank

Calle 50, Frente a ASSA

Tercer Piso

4.- Fotocopiado:

Cualquier interesado en obtener copias de los comentarios, deberá solicitarlo a su costo, a partir del día 5 al 9 de agosto de 2002. Dichas copias serán entregadas a los solicitantes a más tardar el día 13 de agosto de 2002.

C.- INSCRIPCIÓN PARA PARTICIPAR EN LA AUDIENCIA PÚBLICA:

1.- Personas calificadas para participar en la Audiencia Pública en calidad de Expositores u Observadores:

1.1.- Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en el ENTE REGULADOR, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

1.2.- Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante el Ente Regulador para la obtención de una o varias concesiones y/o licencias para la prestación de los servicios públicos de electricidad.

1.3.- Los representantes de las organizaciones, empresas o asociaciones públicas o privadas, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

1.4.- Las personas naturales que actúen en su propio nombre y representación, o las personas debidamente autorizadas por ellos mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.

2.- Fecha y Horario de Inscripción:

2.1.- Del lunes 29 de julio al viernes 9 de agosto del año 2002.

2.2.- De 8:00 a.m. a 5:00 p.m.

3.- Lugar de Inscripción:

Edificio Discount Bank

Calle 50, Frente a ASSA

Tercer Piso

4.- Forma de Inscripción:

Mediante Formulario que estará disponible en el ENTE REGULADOR desde el lunes 29 de julio hasta el viernes 9 de agosto del año 2002, en el lugar señalado en el punto anterior, al cual se adjuntará copia del documento de identificación personal de las personas naturales o de los representantes legales de las empresas, o el original del poder otorgado para su representatividad, según sea el caso.

5.- Documentación que deben presentar los Expositores:

Exposición escrita (original y dos copias) de la charla que se presentará, la cual debe entregarse el día de la Audiencia Pública, antes de la presentación. Adicionalmente deberá suministrar una copia en medio magnético.

D.- PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA:

1.- Expositores:

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

2.- Observadores:

Quien desee asistir, siempre y cuando se haya inscrito previamente dentro de los términos señalados en el literal C.

3.- Orden de Participación de los Expositores:

En el orden en que se hayan inscrito, el cual se anunciará los días 12 y 13 de agosto del año 2002, en la Dirección Nacional de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos, Edificio Discount Bank & Trust Co., Tercer Piso, Calle 50, ciudad de Panamá.

4.- Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

5.- Persona responsable de presidir la Audiencia Pública:

Uno de los tres Directores del ENTE REGULADOR o el funcionario del ENTE REGULADOR designado.

6.- Registro de la Audiencia Pública:

Grabación Audiovisual. Disponible para los interesados a razón de B/.25.00 por copia a partir del 4 de septiembre de 2002.

E.- AVISOS:

Mediante Aviso publicado por dos (2) días calendario en dos diarios de circulación nacional, el Ente Regulador comunicará al público en general, la fecha, hora y lugar de la Audiencia Pública para la modificación del Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad, con la finalidad que se indica en los Resueltos de esta Resolución.

QUINTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, modificada por la Ley No. 24 de 30 de junio de 1999, y la Ley No. 15 de 7 de febrero de 2001; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998; Resolución No. JD-2787 de 31 de mayo de 2001, y disposiciones concordantes.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

RAFAEL DE GRACIA N.
Director Encargado

CARLOS E. RODRIGUEZ B.
Director

ALEX ANEL ARROYO
Director Presidente

REPÚBLICA DE PANAMÁ



ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

MODIFICACIONES

**CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA COMPRAVENTA
GARANTIZADA DE ENERGÍA Y/O POTENCIA PARA LAS
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

SECCIÓN I

CRITERIOS PARA LOS CONTRATOS DE COMPRAVENTA GARANTIZADA DE ENERGÍA Y/O POTENCIA PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

5. Criterio básico

Donde dice

5.1 La contratación por parte de las empresas de distribución eléctrica debe minimizar, para los clientes regulados, los costos de la potencia y/o energía adquirida, sin perjuicio de que la contratación asegure la disponibilidad oportuna y permanente de la energía y/o potencia necesarias para dichos clientes cifándose a las disposiciones establecidas por la Ley No. 6 de 1997 y otras disposiciones legales vigentes. En particular, las empresas de distribución eléctrica deben minimizar la sobrecontratación y evitar la indexación excesiva o injustificada de precios.

Debe decir

5.1. La contratación por parte de las empresas de distribución eléctrica debe minimizar, para los clientes regulados, los costos de la potencia y/o energía adquirida, sin perjuicio de que la contratación asegure la disponibilidad oportuna y permanente de la energía y/o potencia necesarias para dichos clientes cifándose a las disposiciones establecidas por la Ley No. 6 de 1997 y otras disposiciones legales vigentes. En particular, el proceso de contratación deberá:

a) Maximizar el número de oferentes, evitando el establecimiento de requisitos que representen barreras a la participación más allá de lo necesario para garantizar la seguridad del abastecimiento al cliente regulado.

b) Minimizar el costo de los contratos a través de una adecuada distribución de los riesgos entre suplidores y consumidores, evitando situaciones que representen riesgos excesivos para una u otra parte. Atendiendo lo establecido en el artículo 110 de la Ley 6 de 1997, se deben evitar posiciones dominantes dentro del proceso.

6. Naturaleza de la compra

Donde dice:

6.1. Las empresas de distribución eléctrica podrán comprar, individual o conjuntamente, potencia o energía o potencia y energía mediante contratos de diferentes plazos y con diferentes puntos de entrega, con entregas parciales y/o escalonadas, según su evaluación de las necesidades de sus áreas de concesión habida cuenta de la generación propia a que se refiere el artículo 94 de la Ley No. 6 de 1997.

6.2. Los parámetros, criterios y procedimientos para la compra en conjunto serán los mismos que se aplican a la compra individual.

Debe decir:

6.1. Las empresas de distribución eléctrica podrán comprar, individual o conjuntamente, potencia o energía o potencia y energía mediante contratos de diferentes plazos, con diferentes puntos de entrega, con entregas parciales y/o escalonadas, según su evaluación de las necesidades de sus áreas de concesión habida cuenta de la generación propia a que se refiere el artículo 94 de la Ley No. 6 de 1997.

6.2. Para evitar la indexación excesiva en los precios, cuando la energía se entregue en distintos puntos, para cada punto debe indicarse el costo correspondiente.

6.3. Los parámetros, criterios y procedimientos para la compra en conjunto serán los mismos que se aplican a la compra individual.

7. Cuantía de la compra en los procesos de libre concurrencia**Donde dice:**

7.4. Las contrataciones se efectuarán para un mínimo del quince por ciento (15%) y un máximo del veinticinco por ciento (25%), para cada uno de los renglones del pliego de cargos, de la demanda total de los clientes regulados, considerando un período futuro, de entre dos (2) y seis (6) años, con respecto al momento de llamar a concurso.

Debe decir

7.4. Las contrataciones se efectuarán para un mínimo del quince por ciento (15%) y un máximo del cincuenta (50%), de la demanda máxima de generación total de los clientes regulados referida al año en que se iniciaría el suministro del contrato respectivo.

Incorporar:

7.7 De igual forma, en caso que la Distribuidora tenga conocimiento de que en el mercado existe energía y potencia, o energía o potencia de corto plazo, a precios convenientes, el Ente Regulador podrá autorizar un proceso de libre concurrencia con plazos y términos menores a los establecidos en estas normas.

8. Sobrecontratación de potencia**Donde dice:**

8.1. Ninguna sobrecontratación que resulte por un aumento en la generación propia o de la compra de potencia a una empresa diferente a la Empresa de Transmisión dentro del quince por ciento (15%) de generación propia que le permite, a la empresa de distribución, el Numeral 3 del Artículo 94 de la Ley No. 6 de 1997, durante los primeros cinco (5) años de vigencia de la Ley No. 6 de 1997, que no haya sido contemplada en el análisis previo hecho por la empresa de distribución eléctrica según el criterio del numeral anterior podrá ser imputada a los clientes regulados, y, por lo tanto, los costos correspondientes a esa sobrecontratación no podrán ser transferidos a éstos. Tampoco serán transferidos los costos correspondientes a los contratos

discrecionales que la empresa de distribución haga según lo indicado en el párrafo 7.5. a los grandes clientes.

Debe decir:

8.1. Ninguna sobrecontratación que resulte por un aumento en la generación propia dentro del quince por ciento (15%) de generación propia que no haya sido contemplada en el análisis previo hecho por la empresa de distribución eléctrica, según el criterio del numeral 7, anterior, podrá ser imputada a los clientes regulados, y, por lo tanto, los costos correspondientes a esa sobrecontratación no podrán ser transferidos a éstos. Tampoco serán transferidos los costos correspondientes a la sobrecontratación que resulte de haberse incluido en la compra, el suministro de grandes clientes que luego abandonen a la empresa distribuidora.

10. Plazo de los contratos

Donde dice:

10.1. Ningún contrato para el suministro de energía, potencia o energía y potencia podrá tener una duración menor de un (1) año y superior a ocho (8) años contados a partir de la primera entrega de la potencia y/o energía. Este plazo no podrá ser prorrogable.

10.2. La empresa de distribución deberá indicar, en el pliego de cargos, la duración máxima del contrato en que está dispuesta a aceptar las ofertas. El oferente estará libre, en su oferta, de exigir a la empresa de distribución una duración del contrato dentro del límite indicado en el pliego de cargos.

Debe decir:

10.1. Ningún contrato para el suministro de energía, potencia o energía y potencia podrá tener una duración superior a ocho (8) años contados a partir de la primera entrega de la potencia y/o energía. Este plazo no podrá ser prorrogable.

10.2. La empresa de distribución deberá indicar en el pliego de cargos, la duración del contrato, pudiendo establecer una duración fija o una duración máxima para cada renglón de compra. El oferente deberá hacer su oferta conforme a los términos que haya establecido la empresa de distribución.

11. Adjudicación

Donde dice:

11.1. La adjudicación se hará a la oferta o combinación de ofertas que resulte de los precios más bajos evaluados en el proceso de libre competencia, según fórmulas y parámetros establecidos en el Pliego de cargos, conocidos de antemano por todos los posibles oferentes.

Debe decir:

11.1. La adjudicación se hará a la oferta o combinación de ofertas que resulte con el menor precio evaluado en el proceso de libre competencia, siendo este precio competitivo

y de acuerdo a los del mercado, y que represente el menor costo para los clientes. La fórmula de evaluación deberá reflejar con exactitud razonable los volúmenes de compra y los precios finales que la distribuidora deberá pagar por sus compras de potencia y/o energía.

Incorporar:

11.2 Todos los criterios de evaluación, aceptación o rechazo de ofertas estarán establecidos en el Pliego de Cargos, y serán conocidos de antemano por todos los posibles oferentes.

SECCIÓN II

PROCEDIMIENTO DE ADJUDICACIÓN DE CONTRATOS PARA LA COMPRAVENTA GARANTIZADA DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

CAPITULO I: DISPOSICIONES GENERALES

Eliminar:

2.6. En el año 2001 la empresa de distribución deberá presentar al Ente Regulador, a más tardar sesenta (60) días después de la aprobación de los presentes parámetros, criterios y procedimientos, el Informe Anual sobre Contrataciones al que se hace referencia en el presente numeral.

CAPÍTULO II: ELABORACIÓN DEL PLIEGO DE CARGOS

7. Cláusulas de ajuste de precios

Incorporar:

7.4 En adición a la indexación periódica señalada en los numerales 7.2 y 7.3, la empresa de distribución podrá incorporar al pliego de cargos los ajustes asociados a cambios en los pliegos tarifarios de transmisión y/o de distribución que afecten al suministro objeto del contrato.

CAPITULO IV: OFERTA**23. Flexibilidad en las ofertas****Donde dice:**

23.1. Con el fin de facilitar la consideración de ofertas parciales, los oferentes que participen por la totalidad de lo solicitado deberán indicar en las ofertas que presenten, que exigen un volumen mínimo de adjudicación, pero en ningún caso dicho volumen mínimo podrá ser superior al setenta y cinco por ciento (75%) de lo solicitado en el pliego de cargos.

23.2. Los oferentes que participen por la totalidad del volumen solicitado deberán indicar expresamente que aceptan una reducción de hasta el veinticinco por ciento (25%) del total solicitado, sin variar el precio de la oferta y/o que aceptarán una posposición de hasta seis (6) meses en la fecha de inicio de los suministros que le sean adjudicados.

23.3. Para reducciones en el volumen de compra mayores de veinticinco por ciento (25%) del total de lo solicitado y/o posposiciones de más de seis (6) meses de la fecha de inicio de los suministros, los oferentes que participen por la totalidad de lo solicitado podrán ofertar distintos precios para distintos volúmenes o distintas posposiciones.

Debe decir:

23.1. Con el fin de facilitar la consideración de ofertas parciales, los oferentes deberán indicar en las ofertas que presenten, que exigen un volumen mínimo de adjudicación, pero en ningún caso dicho volumen mínimo podrá ser superior al setenta y cinco por ciento (75%) de lo solicitado en el pliego de cargos.

23.2. Los oferentes deberán indicar expresamente que aceptan una reducción de hasta el veinticinco por ciento (25%) del total ofertado, sin variar el precio de la oferta y/o que aceptarán una posposición de hasta seis (6) meses en la fecha de inicio de los suministros que le sean adjudicados.

23.3. Para reducciones en el volumen de compra mayores de veinticinco por ciento (25%) del total de lo solicitado y/o posposiciones de más de seis (6) meses de la fecha de inicio de los suministros, los oferentes podrán ofertar distintos precios para distintos volúmenes.

Donde dice:**44. Modificación del contrato**

44.1. No se aceptarán modificaciones al contrato sin la previa autorización del Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Debe decir:

44.1. Las empresas Distribuidoras tienen la obligación de registrar en el ERSP una copia de cada uno de sus Contratos. Asimismo, tienen la obligación de registrar toda modificación que acuerden a alguno de sus contratos vigentes.

CAPITULO V: EVALUACIÓN Y ADJUDICACION**28. Evaluación de las ofertas****Incorporar:**

28.4. Con el fin de favorecer la libre oferta y demanda, no se establecerán precios monómicos de referencia en los pliegos de cargos ni se utilizarán en el acto público como método de exclusión de participantes. La empresa distribuidora utilizará las referencias de precios del mercado solamente para efectos de evaluación.



**ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS
PUBLICOS**

**RÉGIMEN TARIFARIO DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION DE
ELECTRICIDAD**

EDICIÓN FINAL

Vigente 1 de julio 2002 - 30 de junio 2006

REGIMEN TARIFARIO

CONTENIDO

PARTE I

La Parte I del Régimen Tarifario fue aprobado mediante la Resolución JD-3116 del 19 de diciembre de 2001 y modificado por las Resoluciones JD-3220, JD- 3221 y JD- 3222 fechadas 27 de febrero de 2002, que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras ante la Parte I.

Contiene: **Glosario y Definiciones, Aspectos Generales, Ingreso Máximo Permitido por Actividades Reguladas y Ajustes al IMP por Actividades No Reguladas.**

PARTE II

La Parte II del Régimen Tarifario fue aprobado mediante la Resolución JD-3143 del 28 de diciembre de 2001 y modificado por la Resolución JD-3281 del 17 de abril de 2002, y las resoluciones JD- 3245, JD- 3246 y JD- 3247 fechadas 18 de marzo de 2002, que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras ante la Parte II.

Contiene: **Criterios Generales para establecer la Estructura Tarifaria.**

PARTE III

La Parte III del Régimen Tarifario fue aprobado mediante la Resolución JD-3224 del 28 de febrero de 2002 y modificado por las Resoluciones JD- 3312, JD- 3313, y JD- 3314 fechadas 9 de mayo de 2002, que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras ante la Parte III.

Contiene: **Aplicación de las Tarifas.**

PARTE IV

La Parte IV del Régimen Tarifario fue aprobado mediante la Resolución JD-3290 del 22 de abril de 2002 y modificado por las Resoluciones JD- 3403, JD- 3404, y JD- 3405 fechadas 8 de julio de 2002, que resolvieron los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas distribuidoras ante la Parte IV.

Contiene: **Actualización dentro del período tarifario y su procedimiento.**

REGIMEN TARIFARIO

CONTENIDO

PARTE I
1. GLOSARIO Y DEFINICIONES
2. ASPECTOS GENERALES
2.1	VIGENCIA
2.2	APLICACIÓN
2.3	CRITERIO PARA LA DEFINICIÓN DE GRAN CLIENTE.....
2.4	EMPRESAS MODELO
2.5	AREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN
2.6	VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
3. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS
3.1	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN
3.1.1	<i>Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)</i>
3.1.2	<i>Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD)</i>
3.2	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN.....
3.3	INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO.....
3.4	INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....
4. ACTIVIDADES NO REGULADAS
PARTE II
1. CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA
1.1	LINEAMIENTOS GENERALES
1.2	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.....
1.2.1	<i>determinación del componente de costo por uso del Sistema de Distribución</i>
1.2.2	<i>determinación de los Componentes de costos por Conexión</i>
1.2.3	<i>Ajuste de los componentes de costos por uso en función de los requerimientos de ingresos</i>
1.3	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS
1.4	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN.....
1.4.1	<i>Estructura de Componentes de costos</i>
1.4.2	<i>Recuperación de los componentes de costos de comercialización</i>
1.5	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO ..
1.6	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO
1.7	INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....
1.8	IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS.....
PARTE III
1. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS
1.1	DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA
1.2	USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....
1.3	OPCIONES TARIFARIAS I
1.4	CONTRATO DE SUMINISTRO
1.5	PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO
1.6	RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA
1.7	FACTURACIÓN.....
1.8	SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE CIENTO (100) METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES.....
1.9	PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT.....
1.10	FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE
1.11	ERRORES DE MEDICIÓN
1.12	DEPÓSITOS EN GARANTÍA
1.13	CARGOS POR RECONEXIÓN
1.14	CARGOS POR MOROSIDAD
1.15	RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

PARTE IV	
1. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO	
1.1 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN	
1.1.1 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN FIJO	
1.1.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE	
1.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	
1.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	
1.3.1 CARGO TARIFARIO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO	
1.3.2 CARGO TARIFARIO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	
1.4 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA	
1.5 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO	
1.5.1 CARGOS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN	
1.5.1.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN	
1.5.1.2 CARGO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	
1.5.2 CARGOS TARIFARIOS DE GENERACIÓN	
1.5.2.1 CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN	
1.5.2.2 CARGO POR ENERGÍA DE GENERACIÓN EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA	
1.5.3 COSTO TOTAL DEL MERCADO MAYORISTA	
APÉNDICE	
PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS	
1. TRANSICIÓN	
2. CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL	
2.1 DIVULGACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA EL SEMESTRE SIGUIENTE	
2.2 PRESENTACIÓN DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA ANTE EL ENTE REGULADOR	
2.3 PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR	
3. REQUERIMIENTOS Y FORMULARIOS DE PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN PARA LAS ACTUALIZACIONES SEMESTRALES	
4. TASA DE INTERÉS A APLICAR	
5. REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA	
6. AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA	
7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA	

PARTE I

GLOSARIO Y DEFINICIONES, ASPECTOS GENERALES, INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS Y AJUSTES AL IMP POR ACTIVIDADES NO REGULADAS.

CONTENIDO

PARTE I.....

1. GLOSARIO Y DEFINICIONES.....

2. ASPECTOS GENERALES.....

2.1 **VIGENCIA.....**

2.2 **APLICACIÓN.....**

2.3 **CRITERIO PARA LA DEFINICIÓN DE GRAN CLIENTE.....**

2.4 **EMPRESAS MODELO.....**

2.5 **AREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN.....**

2.6 **VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....**

3. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS.....

3.1 **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....**

3.1.1 *Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD).....*

3.1.2 *Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD).....*

Ingreso Máximo Permitido por la Actividad de Comercialización.....

3.3 **INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO.....**

3.4 **INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....**

4. ACTIVIDADES NO REGULADAS.....

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PANAMÁ

PARTE I

1. GLOSARIO Y DEFINICIONES

Actividad Regulada: Incluye actividades de i) distribución de energía eléctrica, ii) comercialización de energía eléctrica y iii) alumbrado público, de acuerdo a las siguientes definiciones:

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.

Comercialización: actividad que tiene por objeto la venta de energía eléctrica a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada.

Alumbrado Público: actividad de iluminación de calles y avenidas de uso público.

Actividad No Regulada: Actividades de generación de energía eléctrica, comercialización o venta a grandes clientes o a cualquier otra actividad que realice la empresa (distinta a la actividad regulada), pero que esté relacionada con el sector eléctrico. Por ejemplo, el alquiler de postes para un uso distinto a la distribución de electricidad, alquiler de vehículos levantadores de postes, etc.

Ingreso Máximo Permitido: El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario es la suma de los Ingresos Máximos Permitidos por las actividades de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público.

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 y la totalidad de los días sábado, domingo y días de fiesta nacional.

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.

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.

Coincidencia Externa de la clase k (clase de cliente) en el nivel j (nivel de tensión): Es el cociente entre la potencia simultánea coincidental de la clase k en el nivel j y la potencia simultánea máxima de la clase k.

Coincidencia Interna (o Simultaneidad) de la clase k (clase de cliente): Cociente entre la potencia simultánea máxima de la clase k y la suma de las potencias máximas individuales de todos los clientes de la clase k.

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 Simultánea Máxima de la Clase: es el valor máximo de la potencia simultánea de la clase.

Potencia Simultánea Coincidental de la clase k (clase de clientes) en el nivel j (nivel de tensión): Es el valor de la potencia simultánea de la clase k en el momento coincidente con la ocurrencia de la potencia máxima del nivel j.

Demanda: Es el valor promedio de la potencia medido 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 o contrato.

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.

Cargo por Demanda: Es el cargo aplicado a la demanda de facturación del cliente.

Factor de Potencia: Es la relación entre la potencia activa en Kilowatts (kW) y la potencia aparente en Kilovoltios-amperios (kVA).

Factor de Potencia Promedio: El consumo en kWh en un intervalo es proporcional a la potencia activa promedio (kW) durante ese intervalo. Por consiguiente, el factor de potencia promedio para un período de tiempo específico puede ser determinado de los registros de kilovoltios-amperios reactivos hora (kVARh) y los kilowatts hora (kWh) para ese período.

$$\text{Factor de potencia promedio} = \cos(\tan^{-1} \text{kVARh/kWh})$$

Factor de Carga: Es la relación de la demanda promedio sobre un período designado de tiempo a la demanda máxima que ocurra en ese período.

Pico de Demanda: Es la máxima carga consumida o producida por una unidad o grupo de unidades en un período de tiempo establecido. Puede referirse a la demanda máxima instantánea o la demanda máxima promedio sobre un período designado de tiempo.

Tarifa: Precio mediante el cual se trasladan a los clientes regulados los costos de la prestación del servicio eléctrico de acuerdo a las fórmulas y metodologías aprobadas por el Ente Regulador.

Pliego Tarifario: Documento que contiene todas las tarifas vigentes, las condiciones para su aplicación y las condiciones generales del suministro de energía eléctrica.

Clase de Clientes: Cada uno de los grupos en los que se clasifica a los clientes para la aplicación de las tarifas correspondientes.

Clientes: 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.

Componente de Costos: Valores representativos de los costos de Distribución, Pérdidas en Distribución, Comercialización, Abastecimiento y Alumbrado Público, que se distribuyen a las distintas clases de clientes sobre la base de la información de caracterización de la carga, obteniéndose los cargos tarifarios.

Cargos Tarifarios: Valores absolutos o unitarios representativos de la tarifas, que aplicados al consumo/demanda de cada cliente, determinan el monto a pagar a la distribuidora por los servicios contratados. Son los valores que figuran directamente en el Pliego Tarifario.

Estructura Tarifaria: Característica de las tarifas que toma en cuenta a las clases de clientes definidas, y la relación entre los cargos de las diferentes clases.

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.

CIPLP: Es el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Se define para cada nivel de tensión de Distribución.

Abastecimiento: Adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requeridas, puesta en nodos de la distribuidora (incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás costos del mercado mayorista).

Costo monómico: Es un costo expresado en unidades de energía (B./kWh), que incluye los costos relacionados a la potencia y energía.

2. ASPECTOS GENERALES

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 este documento se le llama Régimen Tarifario o simplemente Régimen.

Las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y Comercialización de Electricidad deberán presentar, para aprobación del Ente Regulador, 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.

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.

2.1 VIGENCIA

Este Régimen Tarifario entrará en vigencia el 1° de julio de 2002 y expirará el 30 de junio de 2006.

El periodo de vigencia arriba señalado se define como el *Periodo Tarifario*.

2.2 APLICACIÓN

Este Régimen es de aplicación únicamente a:

- Todo concesionario de distribución y comercialización de energía eléctrica.
- 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.
- Todo distribuidor que utilice las redes de distribución de otro distribuidor para transportar el producto eléctrico.

Este régimen no se aplica a ningún generador, autogenerador o cogenerador conectado 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.

2.3 CRITERIO PARA LA DEFINICIÓN DE GRAN CLIENTE

El Ente Regulador de acuerdo al Capítulo II Regulación, artículo 20, numeral 23 de la Ley tiene entre sus funciones, reducir la demanda máxima superior que define a los grandes clientes, solamente cuando se aprueben las fórmulas tarifarias o cuando se renueven las concesiones de distribución.

Con la entrada en vigencia de este Régimen Tarifario para este período se establece el límite para definir al gran cliente como sigue:

Demanda Máxima mensual por sitio o punto de entrega

Del 1° de julio de 2002 hasta el 31 de diciembre de 2002.....	400 kW
Del 1° de enero de 2003 hasta el 31 de diciembre de 2003.....	300 kW
Del 1° de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2004.....	200 kW
Del 1° de enero de 2005 en adelante.....	100 kW

2.4 EMPRESAS MODELO

Las empresas modelo 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.

Se definen para ello *variables de costos* de las empresas modelo, cuyos valores se aproximan basándose en *ecuaciones de eficiencia*, como se explica en el numeral 2.6. Las ecuaciones de eficiencia se estiman a partir de variables explicativas de dichos costos sobre una muestra representativa de empresas.

Las variables de costos 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.

La muestra representativa de empresas que servirán como empresas modelo para el período tarifario son las establecidas en la Resolución JD-2982 del Ente Regulador fechada 5 de octubre de 2001.

2.5 AREAS REPRESENTATIVAS DE DISTRIBUCIÓN

El Ente Regulador define las Áreas Representativas para determinar el valor agregado de distribución y comercialización y para propósitos de comparación con empresas modelo a que se refiere la Ley 6 de 1997.

Las áreas representativas se definirán sobre la base de un indicador, representativo de la Densidad de los Clientes.

A los efectos de la aplicación del presente Régimen Tarifario, los corregimientos incluidos en la zona de concesión de cada distribuidora serán clasificados sobre la base de criterios e indicadores de densidad.

Las áreas representativas y la clasificación de los corregimientos en dichas áreas para el período tarifario fueron definidos mediante las Resoluciones JD-2979, JD-2980, y JD-2981 del Ente Regulador fechadas 4 de octubre de 2001.

2.6 VARIABLES DE COSTOS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA PARA LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Las variables de costos 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%)

Las variables de costos se determinan a partir de variables explicativas a través de Ecuaciones de Eficiencia. Las variables explicativas son:

- el número total de clientes, y/o
- la carga máxima total.

Las ecuaciones de eficiencia son estimadas basadas en la muestra representativa de empresas modelo, mediante funciones exponenciales de la siguiente forma para cada área representativa (j):

$$(1) AD = a_j * C^{\alpha_j} * D^{\beta_j}$$

$$(2) AC = b_j * C^{\gamma_j} * D^{\delta_j}$$

$$(3) ADM = c_j * C^{\epsilon_j} * D^{\phi_j}$$

$$(4) OM = d_j * C^{\eta_j} * D^{\lambda_j}$$

$$(5) COM = e_j * C^{\mu_j} * D^{\nu_j}$$

en la que:

- C es el número de clientes, y
- D es la carga máxima.
- a_j , b_j , c_j , d_j y e_j son parámetros adimensionales de la ecuación de eficiencia.
- α_j , β_j , γ_j , δ_j , ϵ_j , ϕ_j , η_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 variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas.

Los datos de las empresas modelo que serán utilizados para la determinación de las ecuaciones de eficiencia, serán ajustados en algunos parámetros, tales como las diferencias en la intensidad de consumo de los clientes y de los niveles de salarios entre Estados Unidos y Panamá.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia de cada área representativa serán establecidos en la resolución del Ente Regulador para el IMP.

Las pérdidas eficientes de energía se representarán a través de un coeficiente de Pérdidas de Energía ($PD\%_j$) para cada área representativa j , a partir de una ecuación de eficiencia estimada en base a las pérdidas de las empresas modelo respectivas en la muestra representativa, considerando la estructura de ventas por nivel de tensión de las mencionadas empresas.

La ecuación es la siguiente:

$$PD\%_j = b * [EBT(AR_j) / (ET(AR_j))] + a * DUMMY(AR_j)$$

Donde:

- $PD\%_j$ es el porcentaje de las pérdidas de energía en la Área Representativa "j"
- $DUMMY(AR_j)$; Corresponde a una variable binaria valuada en cero si las pérdidas de la empresas modelo utilizadas de referencia presentan un nivel de pérdidas menor a un mínimo razonable. Para su aplicación a cada área representativa j se valorará en uno.
- $ET(AR_j) = (EBT(AR_j) + EAT(AR_j) - SR(AR_j))$ donde:
- $EBT(AR_j)$ energía vendida en Baja Tensión en la Área Representativa "j" (AR_j)
- $EAT(AR_j)$ energía vendida en Media y Alta Tensión en el área Representativa "j" (AR_j)
- $SR(AR_j)$ valor de la energía contabilizada como venta para reventa (Sales for Resales).
- "a" coeficiente asociado a la variable dummy y que resulta de aplicar la regresión a la ecuación.
- "b" coeficiente asociado a la variable $[EBT(AR_j) / (ET(AR_j))]$ que resulta de aplicar la regresión a la ecuación.

3. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS

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:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

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 por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

3.1 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

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:

$$\text{IMPD} = \text{IPSD} + \text{IPPD}$$

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 Período Tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

3.1.1 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:

$$\text{IPSD}_t = \text{ADM}_t + \text{OM}_t + (\text{BCD}_t) * (\text{DEP}\%) + (\text{BCDN}_t) * (\text{RR}), t = 1, \dots, 4$$

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 de distribución, fijada por resolución motivada del Ente Regulador de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

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} se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia (3) de la Sección 2.6, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)

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} se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia (4) de la Sección 2.6, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)

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 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. Para tal fin el Ente Regulador evaluará los activos en libros de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen y estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado;
- 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. El Ente Regulador se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva de las obras.
- Que los activos asentados en libros respeten el principio de eficiencia mediante comparación nacional y/o internacional. Respetando este principio, el Ente Regulador analizará, como mínimo, los precios unitarios de instalaciones e intangibles de las inversiones realizadas.
- Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrico.
- Que los activos asentados en libros debidamente auditados a diciembre de 1998, se consideran eficientes para la determinación de BCDt-1. En caso de que no exista un estado financiero auditado a esa fecha se utilizará el estado financiero auditado de octubre de 1998. 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.
- Que los activos que resultan de aportes de terceros (excluyendo los aportes reembolsables, que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras) y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, deberán ser identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Se permitirá recuperar depreciación si le corresponde a las empresas de distribución reemplazar dichos activos.
- Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que el Ente Regulador haya establecido 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} se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia (1) de la Sección 2.6, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos de tipo (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 de tipo (j).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por el Ente Regulador.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del Ente Regulador, 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 $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior.

3.1.2 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 a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje sobre el volumen de energía ingresada a la red de la distribuidora.
- MWhD_t se refiere a la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para cada año t del período tarifario. Se utilizará el Informe Indicativo de Demandas de ETESA aprobado por el Ente Regulador, mediante la Resolución JD- 3073 fechada 4 de diciembre de 2001.

- 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 mediano y largo plazo de las proyecciones de ETESA.

3.2 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

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

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

donde:

- COM_t es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).
- BCC_t es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).
- $BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).
- $DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último Estado Financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.
- RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa de distribución, fijada por resolución motivada del Ente Regulador, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

Cálculo de COM_t

- $COM_t = \sum_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- COM_{jt} se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia (5) de la Sección 2.6, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)
 - D_{jt} : demanda total de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)

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 comienzo 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 solo los activos eficientes en operación. Para tal fin el Ente Regulador evaluará los activos en libros de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- **Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen y estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado;**

- **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. El Ente Regulador se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva de las obras.**

- **Que los activos asentados en libros respeten el principio de eficiencia mediante comparación nacional y/o internacional. Respetando este principio, el Ente Regulador analizará, como mínimo, los precios unitarios de instalaciones e intangibles de las inversiones realizadas.**

- **Que se encuentren asociados específicamente a la prestación del servicio de comercialización eléctrica.**

- Que los activos asentados en libros debidamente auditados a diciembre de 1998 se consideran eficientes para la determinación de BCD_{t-1} . En caso de que no exista un estado financiero auditado a esa fecha se utilizará el estado financiero auditado de octubre de 1998. 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.

- Que los activos que resultan de aportes de terceros (excluyendo los aportes reembolsables, que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras) y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998,, deberán ser identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Se permitirá recuperar depreciación si le corresponde a las empresas de distribución reemplazar dichos activos.

- Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que el Ente Regulador haya establecido en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IC_t : Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t).

$$I_t = AC_t - AC_{t-1}, \text{ con } t = 1,2,3,4$$

- $AC_t = \text{SUM}_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
 - AC_{jt} se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia (2) de la Sección 2.6, con las variables explicativas:
-
-

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos de tipo (j) en el año (t)
- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos de tipo (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 de tipo (j).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por el Ente Regulador.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica del Ente Regulador, 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.
- AC_{t-1} y $AC_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior.

3.3 INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

ALUMPU es el valor presente de los ingresos anuales $ALUMPU_t$, permitidos para 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:

$$ALUMPU_t = O\&M_{ALUM_t} + (ACT_{ALUM_t})(DEP\%) + (ACTN_{ALUM_t})(RR)$$

- $(O\&M_{ALUM_t})$ = costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público en cada año tarifario t, considerando el costo unitario promedio eficiente aprobado por el Ente Regulador 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_{ALUM_t}) = valor de los activos fijos brutos en operación del alumbrado público en cada año tarifario t.
- $(ACTN_{ALUM_t})$ = 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 de distribución, fijada por resolución motivada del Ente Regulador, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

Para la determinación de ACT_{ALUM_t} y $ACTN_{ALUM_t}$ se tomará en consideración:

- Los activos fijos netos en operación a costo original eficientes al término del año 2000.

- A partir del año 2001 los activos que se detallan en el diagnóstico y el plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad de alumbrado público y de la Resolución JD-2458.
- Las nuevas obras de alumbrado público estimadas para el periodo tarifario que se requieran para atender el crecimiento de la demanda, debidamente justificadas que no hayan sido consideradas en el plan presentado por la Resolución JD-2458.
- Los activos que resultan de donaciones o de aportes de terceros deberán ser identificados a fin de que sólo se aplique sobre ellos una tasa de depreciación.

El costo unitario promedio eficiente de operación y mantenimiento y el costo unitario de inversión a reconocer en el cálculo serán establecidos por resolución motivada del Ente Regulador.

3.4 INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

El Ente Regulador podrá solicitar y la empresa distribuidora deberá entregar en los tiempos y formas establecidos por el Ente Regulador, toda la información que el Ente Regulador considere necesaria para poder determinar el ingreso máximo permitido.

Si la distribuidora no suministrase esta información, el Ente Regulador ejercerá el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

4. ACTIVIDADES NO REGULADAS

El ingreso permitido para la empresa de distribución y comercialización en el periodo tarifario tendrá en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades asignadas en la Ley 6 de 1997.

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.

De existir actividades no reguladas las bases de capital iniciales calculadas para el sistema de distribución en el numeral 3.1.1 y para el de comercialización en el numeral 3.2 deberán ser ajustadas por el siguiente factor de corrección:

$$FCBC = (IPT_0 / (IPT_0 + INR_0))$$

Siendo:

- FCBC: el factor de corrección que se multiplicará por los valores de BCD_{t-1} y BCC_{t-1} calculadas según los numerales 3.1.1. y 3.2
- IPT_0 : el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último período 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 período anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

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 Ente Regulador. El Ente Regulador 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 pagadas al intermediario por tales conceptos, como ingreso no regulado de la empresa distribuidora.

PARTE II

CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA.

PARTE II**1. CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA**

- 1.1 LINEAMIENTOS GENERALES
- 1.2 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.....
 - 1.2.1 *determinación del componente de costo por uso del Sistema de Distribución*
 - 1.2.2 *determinación de los Componentes de costos por Conexión*.....
 - 1.2.3 *Ajuste de los componentes de costos por uso en función de los requerimientos de ingresos*
- 1.3 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS
- 1.4 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN.....
 - 1.4.1 *Estructura de Componentes de costos*
 - 1.4.2 *Recuperación de los componentes de costos de comercialización*
- 1.5 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO ..
- 1.6 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO
- 1.7 INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....
- 1.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS.....

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN PANAMÁ- PARTE II

1. CRITERIOS GENERALES PARA ESTABLECER LA ESTRUCTURA TARIFARIA

1.1 LINEAMIENTOS GENERALES

Las Empresas de Distribución podrán presentar libremente, para la aprobación del Ente Regulador, pliegos tarifarios con los cargos a aplicar para las diferentes clases de clientes.

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

- Que aseguren una adecuada transmisión de la señal de precios al consumo.
- Que induzcan un uso eficiente del servicio y del producto eléctrico.
- Que reflejen los costos reales del servicio.
- Que se apliquen solamente a clases de clientes cuyas características de costos estén bien definidas.
- Que sean únicas dentro de una misma zona de concesión.
- Que presenten como mínimo una discriminación por nivel de tensión según la siguiente definición:
 - Alta tensión: redes cuya tensión sea de 115 kilovoltios (115 kV).
 - Media tensión: redes cuya tensión sea inferior a 115 kilovoltios y superior a 600 voltios (600 V).
 - Baja tensión: redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios.
- Que se discriminen en función del tipo de medición, 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 12 kW. Los usuarios categorizados en tarifas sin medición de demanda no pagarán ningún cargo fijo excepto el de comercialización.
- Que representen opciones tarifarias, dentro de las cuales el cliente pueda optar respetando las siguientes restricciones:
 - La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.

- 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 Ente Regulador de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al Ente Regulador previamente información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:
 - Tipo de segmento de mercado al que irá dirigido.
 - Procedimiento de instalación de estos medidores.
 - Procedimiento de información de consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en los procedimientos de actualización tarifaria.
 - El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumo básico y jubilados o pensionados.
 - El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo para el medidor prepago.
 - Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

- Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre usuarios. El Ente Regulador evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.

- Que las clases tarifarias (clases de clientes) correspondan con las aprobadas en las resoluciones del Ente Regulador que aprobaran los pliegos tarifarios vigentes entre julio de 1998 y junio del 2002, 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.

- Que contengan subsidios cruzados sólo:
 - a) Entre clientes de la misma clase como resultado de la uniformidad de la tarifa en la concesión; y
 - b) 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.

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.

El Ente Regulador requerirá para la presentación del Pliego Tarifario que las empresas concesionarias demuestren fehacientemente que las clases de clientes propuestas tienen distintas características de costos.

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:

- Ocurrencia del pico de demanda de la clase de clientes en horas de punta o fuera de punta.
- Fuertes diferencias en el factor de carga de la clase de clientes cuando no se dispone de medición de demanda.
- Estacionalidad de la carga.

Para cada tarifa se deben calcular los siguientes componentes de costos:

- Componente de Costo de Distribución. Incluye uso y conexión.
- Componente de Costo por Pérdidas en las redes de distribución.
- Componente de Costo de Comercialización.
- Componente de Costo por Abastecimiento (por transporte incluyendo sus pérdidas y por generación, incluyendo potencia y energía).
- Componente de Costo por Alumbrado Público.

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.

1.2 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El componente de costo por Distribución debe ser estructurado de la siguiente forma:

- a) A través de componentes de costos separados por conexión y uso del sistema de distribución.
- b) 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.
- c) Los componentes de costos por uso del sistema de distribución los cuales deben reflejar el costo de los activos del sistema principal.

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

- La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para la asignación por nivel de tensión.

- 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.

1.2.1 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:

- Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- Estudio de demanda por nivel de tensión a 10 años, incluyendo proyección del balance de potencia.
- Requerimientos de inversión física a 10 años, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo - beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.
- Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y gestión del sistema de distribución.
- 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 Ente Regulador para el período tarifario.

Para asignar el CIPLP de cada nivel de tensión a clase de cliente se deben considerar los factores de coincidencia internos y externos, 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 total o parcialmente energizados o sea incorporados en el cargo por energía, ya sea por decisión de la empresa distribuidora o por sugerencia del Ente Regulador.

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.

1.2.2 DETERMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR CONEXIÓN

La empresa de distribución debe proponer para aprobación del Ente Regulador 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 tantos componentes de costos como considere necesario en función de la dispersión que exista de estos costos.

1.2.3 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 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 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 Ente Regulador para los servicios de distribución. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el Ente Regulador. 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.

1.3 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR PÉRDIDAS

Se deben determinar los siguientes componentes de costos por pérdidas:

- 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.
- Un componente de costo de pérdidas de potencia y por nivel de tensión.

Para tal fin la distribuidora debe

1. 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 porcentajes sobre ingresos al nivel.
2. Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:
 - 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.
 - 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.
 - 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) en el mercado mayorista.
3. Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.

- Con respecto al CPEP y CEPFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:
 - 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.
 - 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.
 - Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:
 - 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.
 - 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.
- 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 contratada según sea el cargo tarifario en cuestión.
4. Observar la igualdad entre el IPPD y el IPPDR.
 5. De no ser iguales, ajustar los parámetros PPT%j 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 recalcularse el valor IPPDR resulte igual o menor al IPPD.

1.4 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR COMERCIALIZACIÓN

1.4.1 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 Ente Regulador considere necesarios para garantizar que el cliente pueda disponer del servicio adecuado. Estos componentes de costos incluyen el equipamiento de medición.

La 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.

El componente de costo comercial fijo (CCOF (B./cliente - mes)) incluirá los costos de medición del consumo, impresión y remisión de la factura.

El componente de costo comercial variable (CCOV (B./kWh)) incluirá el resto de los costos asignados a comercialización.

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.

1.4.2 RECUPERACIÓN DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN

La distribuidora debe asegurar que los ingresos proyectados por la aplicación de los componentes de costos por comercialización 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 Ente regulador para los servicios de comercialización. La tasa de descuento a utilizar es la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por el Ente Regulador.

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.

1.5 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

Los componentes de costos por alumbrado público deberán cubrir los costos de los activos, la operación y mantenimiento y el consumo de energía correspondiente.

La empresa de Distribución deberá presentar a la consideración del Ente Regulador 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:

- 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.
- 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 basándose en el análisis de la curva de carga de esta clase de consumo. Es decir que para esta estimación debe tenerse en cuenta, la demanda de potencia de cada luminaria, la cantidad de luminarias de cada tipo y las horas de uso promedio del alumbrado público.

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.

1.6 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LOS COMPONENTES DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO

La distribuidora debe proponer, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

- Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:
 - Un componente de costo por demanda en punta (B./kW de punta – mes) (CPG)
 - Un componente de costo por energía en horas de punta (B./kWh)(CEGP).
 - Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)

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:

- Costos de compra de potencia firme contratada, a través de ETESA.
- Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728.
- Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
- Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.

- 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 en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes.

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 mes 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.

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.

Los costos a considerar en horas de punta son los siguientes:

- Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos, a través ETESA.
- Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728.
- Sobre costos por generación obligada.
- Costos por compras de energía en horas de punta en el mercado ocasional.
- Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- 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.

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.

Los costos a considerar en horas fuera de punta son los siguientes:

- Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos, a través ETESA.
- Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728.
- Costos por compras de energía en horas fuera de punta en el mercado ocasional.

- Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- 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 la energía para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas fuera de punta.

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.

- Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:
 - Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B./kW - mes)).
 - Un componente de costo por energía (CPST (B./kWh)).

El componente de costo por demanda en punta refleja el costo promedio por uso del sistema de transporte para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo promedio incluye los costos por:

- Costos de conexión.
- Costos por el uso de la red de transporte.
- Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- Costos por uso de redes de transmisión y distribución pagado a la Autoridad del Canal de Panamá cuyo cargo haya sido aprobado por el Ente Regulador.
- 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 mes 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.

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.

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 12 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 parcialmente incorporados al cargo por energía, ya sea por decisión de la empresa o por sugerencia del Ente Regulador.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 12 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:

- 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
- 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.

1.7 INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

La distribuidora debe suministrar al Ente Regulador toda la información que este requiera para poder evaluar la propuesta de la Distribuidora.

Como mínimo debe aportar al momento de realizar su propuesta la siguiente información;

- Todos los estudios técnicos realizados para la determinación del CIPLP por nivel de tensión que se citan en el punto 5.2.1
- Base de datos con las mediciones de la campaña de caracterización de la carga.
- Procesamiento de la campaña de mediciones en soporte magnético.
- 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.
- 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.

- Modelos de flujos descontados y los ajustes realizados en cada componente de costo o variable, en soporte magnético.

El Ente Regulador 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 distribuidora no suministrase esta información, el Ente Regulador ejercerá el derecho que le asiste en función del artículo 20 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997.

1.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS

La propuesta de la 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 el numeral 1.1

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.

De este modo, los componentes de costos se asignan a cargos tarifarios que son los que se utilizan para facturar a los usuarios y para realizar los ajustes previstos en la parte IV del presente régimen.

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	$CNEGEN_{ij}$	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 $CPOTGENE_{ij}$.

PARTE III

APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

CONTENIDO**PARTE III****1. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS**

- 1.1 DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA
- 1.2 USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
- 1.3 OPCIONES TARIFARIAS
- 1.4 CONTRATO DE SUMINISTRO
- 1.5 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO
- 1.6 RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA
- 1.7 FACTURACIÓN
- 1.8 SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE CIENTO (100) METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES
- 1.9 PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT
- 1.10 FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE
- 1.11 ERRORES DE MEDICIÓN
- 1.12 DEPÓSITOS EN GARANTÍA
- 1.13 CARGOS POR RECONEXIÓN
- 1.14 CARGOS POR MOROSIDAD
- 1.15 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
PANAMÁ- PARTE III

1. APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

1.1 DISCRIMINACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA

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 numeral 1 de la Parte II del Régimen Tarifario.

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.

La distribuidora también debe discriminar y evidenciar los componentes de costos, incluyendo el tratamiento de los subsidios, ya sean explícitos o implícitos en la factura a los clientes, identificando como mínimo los costos por el segmento de generación, transmisión y distribución, al momento de facturar a sus clientes, es decir en la factura que emita.

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 los clientes de mayor consumo discriminen más detalladamente los componentes de costos. El Ente Regulador definirá por resolución motivada la desagregación de costos que la distribuidora debe presentar en sus facturas para las distintas clases de clientes una vez sea aprobada la tarifa.

1.2 USO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la 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:

- **Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC):** No pagan los componentes de costos de Abastecimiento. Pagan el resto de los componentes de costos.
- **Grandes clientes con medición SMEC:** No pagan los componentes de costos de Abastecimiento. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- **Distribuidores:** No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Abastecimiento 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.

Los grandes clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la 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.

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 numeral 2.2 de la Parte I del Régimen Tarifario de Distribución.

La distribuidora presentará junto con los pliegos tarifarios, las tarifas por uso de redes de distribución (peaje) para cada nivel de tensión sobre la base de los criterios arriba indicados.

1.3 OPCIONES TARIFARIAS

Las empresas de distribución 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 Ente Regulador. La Distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan.

Las Distribuidoras instalarán 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:

- La 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.

La Distribuidora deberá probar fehacientemente que el cliente se encuentra en condiciones de reclasificación tarifaria. Para tal objetivo, la distribuidora deberá monitorear el consumo mensual del cliente en un horizonte de tiempo anual, y demostrar que en más de cuatro oportunidades en ese período de tiempo, el cliente evidenció un consumo característico de otra tarifa. En ningún caso la Distribuidora podrá solicitar que se pague retroactivamente las diferencias en facturación que hubiesen existido entre las opciones tarifarias.

- La distribuidora deberá presentar a la aprobación del Ente Regulador 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.

- La distribuidora no podrá utilizar limitadores de corriente como mecanismo para bloquear o ajustar los consumos de los clientes a una determinada opción tarifaria.
- La empresa distribuidora que esté interesada en poner en práctica el uso de medidores prepagos podrá hacerlo previa aprobación del Ente Regulador de una reglamentación para el uso de estos medidores. Para establecer dicha reglamentación la empresa distribuidora deberá suministrar al Ente Regulador previamente información relacionada a los siguientes aspectos, entre otros:
 - Tipo o segmento del mercado al que irá dirigido.
 - Procedimiento de instalación de estos medidores.
 - Procedimiento de información del consumo-ventas para su reporte a las estadísticas y para la determinación de costos en las actualizaciones tarifarias.
 - El procedimiento para atender los subsidios que pudieran tener algunos clientes que soliciten el medidor prepago, tales como los subsidios por consumo básico y jubilados o pensionados.
 - El procedimiento para el suministro de las tarjetas de consumo para el medidor prepago.
 - Proceso de divulgación del mecanismo de adquisición y utilización de los medidores prepagos.

La 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 Ente Regulador, previamente a su aplicación. Esta tarifa deberá consistir en un cargo monómico (en kWh).

- Las distribuidoras pueden ofrecer y los clientes pueden optar por tarifas interrumpibles y de respaldo, sin discriminación entre usuarios. El Ente Regulador evaluará las propuestas y si correspondiese las aprobará.
- 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.

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:

- 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.

Asimismo, en las tarifas con cargos por demanda, para la determinación de la demanda máxima y/o la demanda máxima en periodo 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.

1.4 CONTRATO DE SUMINISTRO

El suministro de energía eléctrica a clientes finales se deberá realizar de acuerdo con el respectivo contrato de suministro.

1.5 PUNTO DE CONEXIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

El punto de conexión entre las instalaciones de la Distribuidora y el cliente, o punto de servicio o de entrega, estará determinado por la ubicación del equipo de medición en edificaciones con un (1) solo medidor. El punto de conexión en edificaciones con dos (2) o más medidores será el lado de suministro del interruptor principal de la edificación.

El punto de conexión delimita el punto frontera entre las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad de la empresa distribuidora, y las instalaciones eléctricas de propiedad y responsabilidad del cliente. Este punto de conexión deberá quedar definido en el contrato de suministro.

1.6 RECARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

La porción de la facturación que se refiere a consumo de energía en kWh en aquellos clientes cuya medición registre permanentemente los datos requeridos para el cálculo del factor de potencia, efectuada en instalaciones cuyo factor de potencia promedio mensual sea inferior a 0.90 (-) en atraso, se recargará en un 1% por cada 0.01 en que dicho factor de potencia baje de 0.90 (-) en atraso. El factor de potencia promedio mensual se calculará según los consumos de kVARh y kWh del período facturado, mediante la siguiente fórmula:

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

donde:

- kVARh = energía reactiva del período
- kWh = energía real del período
- F.P. = factor de potencia mensual

El recargo por bajo factor de potencia se aplica solamente al componente de la facturación correspondiente al consumo de energía en kWh. No se aplica a ninguno de los otros

componentes de la factura del cliente tales como cargo fijo y cargo por demanda en la factura del cliente.

Para determinar que un cliente está en una condición de bajo factor de potencia, el cliente tendría que tener una medición que resulte en un bajo factor de potencia por un periodo consecutivo de tres meses. Antes de aplicar una penalización por bajo factor de potencia, la distribuidora deberá notificar mediante nota expresa a los clientes que estén en esta condición para que tengan la oportunidad de corregirlo. Esta penalización sólo podrá facturarse a los clientes si se ha cumplido el plazo de tres meses después que la distribuidora ha notificado mediante nota expresa al cliente 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 no podrá cobrarse retroactivamente.

El recargo por bajo factor de potencia no se aplicará a aquellos clientes que tengan una tarifa sin cargo por demanda. Estos clientes no pueden ser obligados a corregir su factor de potencia.

1.7 FACTURACIÓN

Facturación de Cargos Fijos

Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.

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.

Facturación de Demanda

De acuerdo a la Parte II del Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a doce (12) 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 es el valor que resulte del promedio de los tres (3) más altos registros de demanda máxima de los últimos seis (6) meses incluyendo el mes a facturar.

Se entenderá por demanda máxima de un mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos 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).

Cuando un cliente solicite o califique por primera vez en una tarifa con demanda (en periodo de punta, fuera de punta o máxima) se utilizará progresivamente lo siguiente:

- En el primer mes la lectura a facturar será la demanda máxima (que corresponda con la tarifa) de ese mes.
- En el segundo mes la lectura a facturar será el promedio de las dos demandas máximas (que corresponda con la tarifa) mensuales registradas a partir del mes en que se inició la lectura.
- En el tercer mes la lectura a facturar será el promedio de las tres demanda máximas (que corresponda con la tarifa) registradas a partir del mes en que se inició la lectura.
- A partir del cuarto mes será el promedio de los tres registros de demanda máxima (que corresponda con la tarifa) más altas registradas en los meses que hayan transcurrido, hasta completar el periodo de seis meses.

Cuando un cliente haya optado por cambios de tarifas, cuyos registros de demanda anteriores le permitan a la distribuidora facturar debidamente, podrá utilizar dichos registros. En el caso de que opte por una tarifa que requiera una medición de demanda distinta al registro histórico de los seis meses anteriores, se aplicará el criterio arriba indicado.

En caso de que la 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.

En el caso de que un cliente cierre 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.

1.8 SOLICITUDES DE SERVICIO MÁS ALLÁ DE CIENTO (100) METROS DE LAS LÍNEAS EXISTENTES

Clientes con demanda menor a treinta (30) kW:

Las solicitudes de servicio cuyo punto de suministro esté a más de cien (100) metros de las líneas existentes en la misma tensión en que solicita el suministro, tendrán que hacer un pago adicional al costo de conexión establecido en la tarifa para cubrir el costo de la instalación por los metros adicionales o más allá de cien (100) metros.

La distribuidora debe presentar una propuesta discriminando por cada área típica, el costo por metro lineal (B./metro lineal) por cada clase de clientes, en las clases de clientes y/o otras características que considere necesario. El costo por metro lineal que se proponga para clientes con demanda menor o igual a treinta (30) kW corresponderá al costo de la línea, ya que el transformador y la acometida debe proveerlo la distribuidora. El Ente Regulador aprobará la propuesta si la considera adecuada.

La distribuidora presentará esta propuesta de cargos conjuntamente con su propuesta de pliegos tarifarios con la debida sustentación por escrito y en medios magnéticos. Este cargo que deba pagar un nuevo cliente deberá ser establecido siguiendo los criterios del artículo 50 del Decreto Ejecutivo Nº 22 de 19 de junio de 1998. En dicha propuesta la empresa deberá indicar la forma de pago de la contribución donde deberá ofrecer facilidades de pago para la contribución y deberá contener además la forma de calcular la parte reembolsable de la contribución y el periodo de reembolso.

Dicho reembolso sería a partir que el cliente se encuentre conectado a la red y haciendo uso del servicio. En el periodo de reembolso el cliente no pagará los componentes de costos por uso de la red de distribución hasta tanto la parte reembolsable del cargo pagado sea reintegrado al usuario.

Hasta tanto la parte reembolsable del cargo no haya sido devuelta en su totalidad, la distribuidora deberá pagar semestralmente a los clientes, por el monto aún no reembolsado, los intereses correspondientes calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis (6) meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

Clientes con demanda mayor o igual a 30 kW o urbanizaciones:

Con respecto a las solicitudes de clientes con demandas mayores o iguales a 30 kW y urbanizaciones, el costo del proyecto y el pago adicional como contribución que se deba pagar será por acuerdo entre las partes. En el evento de que no se llegue a un acuerdo, el Ente Regulador será el dirimente.

Adicionalmente, dicho acuerdo deberá estar regido por la Resolución JD-1396 del 4 de junio de 1999 modificada por la Resolución JD-1428 del 28 de junio de 1999, la cual establece el procedimiento o guías para la instalación y el financiamiento de la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de electricidad en el caso de nuevas urbanizaciones.

1.9 PROPIEDAD DEL EQUIPO DE TRANSFORMACIÓN DE AT-MT/BT

El cliente de Alta Tensión y Media Tensión proveerá y mantendrá por su cuenta toda estructura y equipo de transformación para convertir el voltaje suministrado por la Distribuidora al voltaje requerido por el cliente.

1.10 FACTURACIÓN DE CONSUMOS EN FRAUDE

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 una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. Solamente, en el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en que el cliente ha estado adquiriendo la energía eléctrica en forma fraudulenta, la Distribuidora cobrará al cliente una estimación de la facturación por un periodo de hasta seis (6) meses. En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de facturar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta el diez (10%), sobre la factura de estos consumos.

1.11 ERRORES DE MEDICIÓN

En caso de que la medición haya registrado menos energía y/o potencia de la consumida por el cliente por fallas propias del conjunto de elementos de medición no imputables al cliente o por fallas administrativas de la distribuidora, la Distribuidora no podrá cobrar la diferencia retroactivamente.

En caso de que el medidor haya registrado un mayor consumo de energía de la consumida por el cliente por fallas del medidor u otras causas no imputables al cliente, la Distribuidora reembolsará o acreditará la diferencia a opción del cliente en su próxima facturación, para lo cual deberá notificar debidamente al cliente. En el caso de que el cliente aún no haya pagado dicha factura se le acreditará en la siguiente facturación.

1.12 DEPÓSITOS EN GARANTÍA

En ausencia de referencias de crédito aceptables para la empresa de Distribución, ésta podrá solicitar a los clientes que se conecten por primera vez a partir de la vigencia del presente régimen, un depósito que no podrá superar el valor de un (1) mes de consumo estimado.

La distribuidora estimará este consumo basado en un registro histórico del cliente si este ha sido cliente de una distribuidora anteriormente. En el caso de que sea cliente por primera vez o no haya un registro histórico del consumo mensual del cliente, la estimación del consumo se establecerá basado en una entrevista o encuesta sobre los aparatos eléctricos que utilizará en el lugar donde se establecerá dicha cuenta.

La Distribuidora deberá ajustar el exceso o déficit en el monto del depósito solicitado en función del promedio del costo de las tres (3) primeras facturas emitidas al cliente a partir de su conexión. Este exceso o déficit debe ser devuelto o cobrado a los clientes inmediatamente.

La empresa de distribución deberá reembolsar al cliente el depósito correspondiente a más tardar un (1) año después de la firma del contrato, cuando el cliente haya establecido un buen historial de pago con la empresa de distribución. La distribuidora deberá reembolsar o acreditar (según lo solicite el cliente) los depósitos de garantía de los clientes existentes a la fecha de vigencia de este régimen, que habiendo cumplido un (1) año de la firma del contrato respectivo hayan también cumplido con la condición establecida de un buen historial de pago.

Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres veces en un período de doce (12) meses consecutivos y nunca en el mismo período se le suspendió el servicio por falta de pago.

Mientras la distribuidora mantenga un depósito, deberá pagar semestralmente a los clientes que lo tengan, los intereses correspondientes calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores sobre depósitos a plazo fijo en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

Las devoluciones de depósitos, ya sean las que pudiesen surgir a los tres meses o cuando se compruebe que el cliente ha establecido un buen historial de pago, deberán ser reembolsadas en efectivo o acreditadas a su factura si así lo dispone el cliente, para lo que no será necesario la presentación del recibo. Las devoluciones de depósitos que resulten de una terminación de contrato o cierre de cuenta deberán ser reembolsadas en efectivo, salvo otra disposición del cliente.

Cuando exista un cliente con una relación contractual con la distribuidora que requiera la instalación de una nueva conexión o cuenta y ésta estará a su nombre (persona natural o jurídica) y tiene una buena referencia de crédito con la empresa, no se le requerirá el depósito de garantía adicional.

La empresa distribuidora podrá solicitar un depósito de garantía nuevamente en el caso de que un cliente pierda o cambie su calidad de buen historial de pago en el transcurso de la relación comercial con la distribuidora. Para estos efectos la distribuidora podrá incluir este depósito dentro de su facturación. Este depósito deberá ser devuelto al cliente una vez adquiera la calidad de buen historial de pago en los mismos términos que indica el quinto párrafo de este numeral, pero el término de un año comenzará a contarse desde la fecha en que consignó el depósito.

Cuando un cliente cierre su cuenta de servicio eléctrico, la distribuidora deberá emitir una notificación al cliente que incluya una constancia de buen historial de pago, en caso de que así lo sea, y de cuánto fue el promedio de su consumo en kW y/o kWh, con la finalidad de que le sirva de referencia en otra oportunidad que solicite el servicio eléctrico.

1.13 CARGOS POR RECONEXIÓN

En aquellos casos en que el suministro de energía eléctrica sea suspendido por morosidad o fraude comprobado del cliente, la Distribuidora cobrará un cargo por reconexión.

La distribuidora debe proponer, como mínimo, un cargo de reconexión para cada clase de cliente que haya definido en su estructura tarifaria. Los cargos de reconexión no pueden superar el valor del cargo de conexión que le corresponde pagar al cliente en cuestión. Estos cargos deberán ser aprobados por el Ente Regulador.

Los cargos por reconexión solo podrán ser facturados cuando el cliente no haya pagado dentro de los 60 días de la fecha de emisión de la factura y efectivamente se haya realizado la desconexión y reconexión del servicio.

1.14 CARGOS POR MOROSIDAD

La Distribuidora podrá cobrar intereses por saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura, sin que ésta haya sido pagada. Estos intereses serán calculados, solamente con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de los seis (6) meses anteriores sobre préstamos comerciales a seis (6) meses en el país. La tasa a aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior, sobre la base de información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero de enero al treinta (30) de junio y del primero de julio al treinta y uno (31) de diciembre.

1.15 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS O RECLAMOS

Todos los conflictos que se susciten entre el distribuidor y los clientes con motivo de la interpretación o aplicación de las presentes condiciones de aplicación de las tarifas y que no se haya llegado a una resolución satisfactoria, serán resueltos por el Ente Regulador. Para ello deberán seguirse las disposiciones contempladas en la Resolución JD-101 del 27 de agosto de 1997, modificada por las Resoluciones JD-121 de 30 de octubre de 1997 y la Resolución JD-2457 del 2000, relacionada con los deberes y derechos de los clientes y la Resolución JD-1298 de 29 de marzo de 1999.

PARTE IV

ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO Y SU PROCEDIMIENTO

CONTENIDO

PARTE IV.....	
1. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO	
1.1 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN	
1.1.1 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN FIJO	
1.1.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE	
1.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	
1.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO	
1.3.1 CARGO TARIFARIO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO.....	
1.3.2 CARGO TARIFARIO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	
1.4 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	
1.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	
1.5 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO	
1.5.1 CARGOS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN	
1.5.1.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN.....	
1.5.1.2 CARGO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	
1.5.2 CARGOS TARIFARIOS DE GENERACIÓN.....	
1.5.2.1 CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN.....	
1.5.2.2 CARGO POR ENERGÍA DE GENERACIÓN EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA	
1.5.3 COSTO TOTAL DEL MERCADO MAYORISTA En punta:.....	
APÉNDICE	
PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS	
1. TRANSICIÓN	
2. CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL	
2.1 DIVULGACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA EL SEMESTRE SIGUIENTE.....	
2.2 PRESENTACIÓN DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA ANTE EL ENTE REGULADOR	
2.3 PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR	
3. REQUERIMIENTOS Y FORMULARIOS DE PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN PARA LAS ACTUALIZACIONES SEMESTRALES	
4. TASA DE INTERÉS A APLICAR	
5. REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA	
6. AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA	
7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA	

RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN-PANAMÁ

PARTE IV

I. ACTUALIZACIÓN DENTRO DEL PERÍODO TARIFARIO

Los cargos tarifarios aprobados y que estén vigentes en el periodo tarifario que va del 1 de julio de 2002 al 30 de junio de 2006 se ajustarán semestralmente.

Esta PARTE IV del Régimen Tarifario contiene un APÉNDICE adjunto que establece el procedimiento que han de seguir las empresas de distribución eléctrica para la actualización semestral de las tarifas, la transición del periodo tarifario que vence el 30 de junio de 2001 y el próximo periodo tarifario, 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.

Los cargos tarifarios aprobados se ajustarán de acuerdo con las siguientes fórmulas de ajuste y definiciones generales:

- 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: Período en el cual se aplicará el nuevo cargo tarifario.
 - p-1: Período en el cual se hace la solicitud de actualización tarifaria.
 - p-2: Período anterior al período en el que se solicita la actualización tarifaria.
 - p-3: Período anterior al período p-2.
- 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 Ente Regulador, que representa la porción de costos de comercialización que no se ajustan por IPC.

XUS: valor adimensional entre 0 y 1 aprobado por el Ente Regulador 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 Ente Regulador que representa la porción de costos asociada al servicio de alumbrado público que no se ajusta por IPC.

IPC: Promedio aritmético de los Índices de Precios al Consumidor de los seis (6) meses del semestre correspondiente, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

- 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.

1.1 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE COMERCIALIZACIÓN

Los cargos tarifarios de comercialización (CCOMF_i y CCOMV_i) en cada categoría tarifaria (i) se ajustarán por las siguientes expresiones:

1.1.1 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN FIJO

$$CCOMF_{p,i} = CCOMF_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left((1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde}$$

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;

XC, IPC_{p-2}, IPC_{p-3}, p, p-1, p-2 y p-3 fueron definidos en el numeral 1.

1.1.2 CARGO DE COMERCIALIZACIÓN VARIABLE

$$CCOMV_{p,i} = CCOMV_{p-1,i} \times \left\{ XC + \left((1 - XC) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde,}$$

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;

XC, IPC_{p-2}, IPC_{p-3}, p, p-1, p-2 y p-3 fueron definidos en el numeral 1.

1.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

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

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

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);

XUS, IPC_{p-2}, IPC_{p-3}, p, p-1, p-2 y p-3 fueron definidos en el numeral 1.

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.

1.3 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR ALUMBRADO PÚBLICO

1.3.1 CARGO TARIFARIO POR CONSUMO DEL ALUMBRADO PÚBLICO

El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será indexado cada seis (6) meses por el índice de precio del costo monómico de abastecimiento de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CCONAP_{i,p} = CCONAP_{i,p-1} \times \left(\frac{GFP^{CR}_p}{GFP^{CR}_{p-1}} \right)$$

$CCONAP_{i,p}$: Cargo tarifario por consumo del alumbrado público en el semestre p para la categoría i;

$CCONAP_{i,p-1}$: Cargo tarifario por consumo del alumbrado público en el semestre p-1 para la categoría i;

GFP^{CR}_p : valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación fuera de punta pronosticado en el período p. De este modo GFP^{CR}_p se define en el numeral 1.5.2.

GFP^{CR}_{p-1} : valor estimado de los costos de generación fuera de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p-1. De este modo GFP^{CR}_{p-1} se define en el numeral 1.5.2.

p y p-1 fueron definidos en el numeral 1.

1.3.2 CARGO TARIFARIO POR EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO

$$CSERAP_{p,i} = CSERAP_{p-1,i} \times \left\{ XAP + \left((1 - XAP) \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \right) \right\}, \text{ donde:}$$

$CSERAP_{p,i}$: 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;

XAP, IPC_{p-2} , IPC_{p-3} , p, p-1, p-2 y p-3 fueron definidos en el numeral 1.

1.4 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS CARGOS TARIFARIOS POR PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN

1.4.1. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

Los cargos tarifarios que corresponden a las pérdidas de energía estándar en distribución serán ajustados cada seis (6) meses por los índices $GMTP_p^{CR}$ y $GMTFP_p^{CR}$ definidos en los numerales 1.5.3 de acuerdo a las siguientes expresiones:

A. Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{i,PUNTA,p} = CPERDE_{i,PUNTA,p-1} \times \left(\frac{GMTP_p^{CR}}{GMTP_{p-1}^{CR}} \right)$$

$$CPERDE_{i,FUERADEPUNTA,p} = CPERDE_{i,FUERADEPUNTA,p-1} \times \left(\frac{GMTFP_p^{CR}}{GMTFP_{p-1}^{CR}} \right)$$

B. Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{i,p} = CPERDE_{i,p-1} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTP_p^{CR}}{GMTP_{p-1}^{CR}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFP_p^{CR}}{GMTFP_{p-1}^{CR}} \right) \right]$$

$CPERDE_{j,i,p}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en el bloque horario j (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p .

$CPERDE_{j,i,p-1}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en el bloque horario j (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre $p-1$.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría i .

$GMTP_p^{CR}$, $GMTFP_p^{CR}$, $GMTP_{p-1}^{CR}$ y $GMTFP_{p-1}^{CR}$ son definidos en el numeral 1.5.3.

1.4.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por el índice $GMTP_p$ de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPERDP_{i,p} = CPERDP_{i,p-1} \times \left(\frac{GMTP_p^{CR}}{GMTP_{p-1}^{CR}} \right)$$

$CPERDP_{i,p}$: cargo por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p .

$CPERDP_{i,p-1}$: cargo por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre $p-1$.

$GMTP_p^{CR}$ y $GMTP_{p-1}^{CR}$ son definidos en el numeral 1.5.3.

1.5 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE LOS COMPONENTES DE COSTO POR ABASTECIMIENTO

- 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.
- 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 el numeral 4 del APÉNDICE adjunto, donde r es el valor numérico expresado en centésimos.
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.

1.5.1 CARGOS TARIFARIOS DE TRANSMISIÓN

1.5.1.1 CARGO FIJO DE TRANSMISIÓN

El cargo tarifario por potencia de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará mediante la siguiente expresión:

$$CPT_{i,p} = CPT_{i,p-1} \times \left(\begin{matrix} T_p^{CR} \\ T_{p-1}^{CR} \end{matrix} \right), \text{ donde}$$

$CPT_{p,i}$: Cargo de transmisión del semestre p. Este cargo está asociado a los costos por uso, conexión del sistema de transporte y operación del sistema;

$CPT_{p-1,i}$: Cargo de transmisión del semestre p-1.

T_p^{CR} : Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados en el período p. Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de transmisión en el período p, calculado como se describe más adelante. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- Costos de conexión.
- Costos por el uso de la red de transporte.
- Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- Costos por uso de redes de transmisión y distribución pagado a la Autoridad del Canal de Panamá siempre y cuando este costo no supere el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes.

Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.

T_{p-1}^{CR} : Es el valor que recuperaría la empresa con el cargo actual (de p-1) para cubrir los costos de transmisión aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por

otro agente en el período p . Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos por potencia de transmisión (CPT_i para cada clase de cliente i) que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período 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 actualización del primer periodo tarifario se utilizará la información de datos reales que se cuente, o por lo menos 3 meses).

El componente T_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar los ingresos para cubrir los costos permitidos y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$T_p^{CR} = TP_p + (TE_{p-1} - 2xT_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (TR_{p-2} - TE_{p-2}) \times (1+r)$$

TP_p : Costos permitidos de transmisión generados en la demanda de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos pronosticados en el período p . Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión, 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), ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

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. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$TE_{p-1} = T_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} x \left(\frac{CTPR_{p-1}}{CTPE_{p-1}} + \frac{\sum_i (CPT_{i,p-1} x VE_{i,p-1})}{\sum_i (CPT_{i,p-1} x VR_{i,p-1})} \right) \right]$$

Donde:

$CTPR_{p-1}$: Costo permitido por los servicios de transmisión correspondientes al período $p-1$, calculados en base a los costos y a los kWh transmitidos reales que han sido facturados a la distribuidora y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CTPE_{p-1}$: Costo permitido por los servicios de transmisión estimados para el cálculo de T_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período $p-1$.

$VE_{i,p-1}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de T_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VR_{i,p-1}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos, correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

CPT_i definidos anteriormente.

T_{p-1} : Costos de transmisión permitidos a pasar a la tarifa con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período $p-1$. (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 período $p-2$ por variaciones en los costos reconocidos y en las ventas, a pasar a tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TR_{p-2} = T_{p-2} \left[\left(\frac{CTPR_{p-2}}{CTPE_{p-2}} + \frac{\sum_i (CPT_{p-2,i} \times VE_{p-2,i})}{\sum_i (CPT_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right) \right]; \text{ Donde:}$$

$CTPR_{p-2}$: Costos permitidos por los servicios de transmisión reales calculados en base a los costos y a los kWh que han sido facturados a la distribuidora y a las ventas reales correspondientes al período $p-2$.

$CTPE_{p-2}$: Costos permitidos por los servicios de transmisión estimados para el cálculo de T_{p-2}

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el período de tiempo correspondiente a los seis meses de $p-2$. Estas ventas se discriminan en ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de $p-2$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

CPT_i definidos anteriormente.

TE_{p-2} : Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior. (Es el TE_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

r : es el valor definido anteriormente.

1.5.1.2 CARGO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará mediante la siguiente expresión:

$$CPET_{i,p} = CPET_{i,p-1} \times \left(\frac{PT_p^{CR}}{PT_{p-1}^{CR}} \right), \text{ donde}$$

$CPET_{i,p}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría i del semestre p . Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de Pérdidas de Energía en Transmisión;
 $CPET_{i,p-1}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría i del semestre $p-1$.

PT_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el período 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 por pérdidas de energía en transmisión en el período p , calculado como se describe más adelante.

PT_{p-1}^{CR} : Es el valor que la empresa recibiría con el componente de costo actual (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 período p .

Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar cargo por pérdidas de transmisión ($CPET$) para cada clase de cliente o categoría i , que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período 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 actualización del primer período tarifario se utilizará la información de datos reales que se cuente, o por lo menos 3 meses).

El componente PT_p^{CR} del factor de actualización se calculará de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$PT_p^{CR} = PT_p + (PTE_{p-1} - 2xPT_{p-1}) \times (1+r)^2 + (PTR_{p-2} - PTE_{p-2}) \times (1+r)$$

PT_p : Costo permitido de pérdidas en transmisión generadas en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente pronosticados en el período p . Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el producto de multiplicar el costo promedio de pérdidas de transmisión por los kWh vendidos (más consumo de alumbrado público), donde el costo promedio resulta de dividir el costo de pérdidas por los kWh comprados ingresados a la red de la distribuidora, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

PTE_{p-1} : Valor que representa el ajuste parcial del costo reconocido de pérdidas en transmisión en el período $p-1$ por variaciones en los costos permitidos y en las ventas. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PTE_{p-1} = PT_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} x \left(\frac{CTPTR_{p-1}}{CTPTE_{p-1}} + \frac{SUM_i (CPET_{p-1,i} x VE_{p-1,i})}{SUM_i (CPET_{p-1,i} x VR_{p-1,i})} \right) \right]; \text{ Donde:}$$

$CTPTR_{p-1}$: Costo permitido por las pérdidas en el sistema de transmisión correspondientes al período $p-1$, calculados en base a los costos que han sido facturados a la distribuidora, kWh comprados y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos del período $p-1$.

$CTPTE_{p-1}$: Costo permitido por las pérdidas en el sistema de transmisión estimados para el cálculo de PT_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período p-1.

$CPET_{p-1,i}$, definido anteriormente.

$VE_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de PT_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período p-1. Corresponden a ventas de energía.

$VR_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Corresponden a ventas de energía.

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 período 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 período 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. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PTR_{p-2} = PT_{p-2} \left(\frac{CTPTR_{p-2}}{CTPTE_{p-2}} + \frac{\sum_i (CPET_{p-2,i} \times VE_{p-2,i})}{\sum_i (CPET_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right); \text{ donde:}$$

$CTPTR_{p-2}$: Costo permitido de las pérdidas en el sistema de transmisión calculado en base a los costos que han sido facturados a la distribuidora, kWh comprados y a las ventas reales correspondientes al período p-2.

$CTPTE_{p-2}$: Costo permitido de las pérdidas en el sistema de transmisión estimados para el cálculo de PT_{p-2} .

$CPET_{p-2,i}$, definido anteriormente.

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el período de tiempo correspondiente a los seis meses de p-2. Corresponden a ventas energía.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los seis meses de p-2. Corresponden a ventas de energía.

PT_{p-2} : 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 período p-2 (Es el PT_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

PTE_{p-2} : Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior (Es el PTE_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

r ya ha sido definido.

1.5.2 CARGOS TARIFARIOS DE GENERACIÓN

1.5.2.1 CARGO POR POTENCIA DE GENERACIÓN

El cargo tarifario por potencia de generación, $CPOTGEN_{i,j}$ para cada categoría i , se ajustarán mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i,j} = CPOTGEN_{p-1,i,j} \times \left(\begin{matrix} GP_p^{CR} \\ GP_{p-1}^{CR} \end{matrix} \right), \text{ donde:}$$

$CPOTGEN_{p,i,j}$: Cargo por potencia para la categoría i del semestre p ;

$CPOTGEN_{p-1,i,j}$: Cargo por potencia para la categoría i del semestre $p-1$.

Nota: Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria i . En el caso de que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste.

GP_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta en el período p , es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta en el período p .

GP_{p-1}^{CR} : es el valor que la empresa recuperaría con los cargos actuales en horas de punta (de $p-1$) aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p .

Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos tarifarios asociados a los costos de generación en horas de punta ($CPOTGEN_i$, $CPOTGENE_i$, $CENEGEN_i$ y $CENEGEN_{i,j-punta}$ para cada clase de clientes i) que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período 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 actualización del primer período tarifario se utilizará la información de datos reales que se cuente, o por lo menos 3 meses).

Para calcular el valor GP_p^{CR} se considerará lo siguiente:

En cada período los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán 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 que resulte de:

- Costos de compra de potencia firme contratada a través de ETESA: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.

- Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- 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 Ente Regulador. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución del Ente Regulador vigente para el periodo. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- Costos por compra de energía en hora de punta asociada a los contratos, a través de UTESA: 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.
- Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- 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.
- 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 de que la empresa resulte recibiendo un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.
- 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 respectivamente que resulte en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El componente GP_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$GP_p^{CR} = GP_p + (GPE_{p-1} - 2 \times GP_{p-1}) \times (1+r)^2 + (GPR_{p-2} - GPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GP_p : Costo permitido de generación en horas de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados en el período p . Los costos de generación en horas de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas de punta total por los kWh vendidos (incluyendo el consumo de alumbrado público). El costo ponderado monómico resulta de de la división de los costos de generación en punta entre 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 punta en el período, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

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 período $p-1$. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GPE_{p-1} = GP_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \frac{CGPR_{p-1}}{CGPE_{p-1}} + \frac{\left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-1,j} \times VE_{p-1,j}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD.Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,j} \times VE^{PTA}_{p-1,j}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD.NoHoraria)} (CENEGEN_{p-1,j} \times VESM_{p-1,j} \times FCP_i) \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-1,j} \times VR_{p-1,j}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD.Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,j} \times VR^{PTA}_{p-1,j}) \\ + \text{SUM}_{(i=MD.NoHoraria)} (CENEGEN_{p-1,j} \times VRSM_{p-1,j} \times FCP_i) \end{array} \right]} \right]$$

Donde:

$CGPR_{p-1}$: Costo permitido de generación en horas de punta correspondientes al período $p-1$ calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos del período $p-1$.

$CGPE_{p-1}$: Costo permitido de generación en horas de punta estimados para el cálculo de GP_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período $p-1$.

$CPOTGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de potencia de generación para cada categoría tarifaria (clase de clientes i), estimado al momento de calcular GP_{p-1} . (Considerar el $CPOTGEN_{p-1,i}$ si ha sido identificado en la estructura tarifaria.)

$CENEGEN^{PUNTA}_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en punta para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, estimado al momento de calcular GP_{p-1} .

$CENEGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario estimado al momento de calcular GP_{p-1} .

$VE_{i,p-1}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de GP_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Estas ventas

corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VR_{i,p-1}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o venta de energía según sea la clase de clientes o categoría i .

$VESM_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$ al momento de cálculo de GP_{p-1} . Estas ventas en este caso corresponden a ventas por energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas en este caso corresponden a ventas por energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-1,i,j}^{PTA}$: Ventas de energía en punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$VE_{p-1,i,j}^{PTA}$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de cálculo de GP_{p-1} de los primeros 3 meses.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-1}$, $VRSM_{p-1}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría 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.

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 período $p-1$. (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 período $p-2$ por variaciones en los costos permitidos y en las ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir el costo de. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GPR_{p-2} = GP_{p-2} \times \left(\frac{CGPR_{p-2}}{CGPE_{p-2}} + \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) \\ + \text{SUM}_{(Vi=MD.Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VE^{PTA}_{p-2,i}) \\ + \text{SUM}_{(Vi=MD.NoHoraria)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VESM_{p-2,i} \times FCP_1) \\ \text{SUM}_i (CPOTGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) \\ + \text{SUM}_{(Vi=MD.Horaria)} (CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i} \times VR^{PTA}_{p-2,i}) \\ + \text{SUM}_{(Vi=MD.NoHoraria)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VRSM_{p-2,i} \times FCP_1) \end{array} \right] \right)$$

Donde:

CGPR_{p-2}: Costo permitido de generación en horas de punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales en el periodo p-2.

CGPE_{p-2}: Costo permitido de generación en horas de punta estimados para el cálculo de GP_{p-2}

CPOTGEN_{p-2,i}: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de potencia de generación para cada clase de clientes i, estimado al momento de calcular GP_{p-2}. (Considerar el CPOTGENE_{p-2,i} si ha sido identificado en la estructura tarifaria.)

CENEGEN^{PUNTA}_{p-2,i}: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en punta para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, estimado al momento de calcular GP_{p-2}

CENEGEN_{p-2,i}: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario estimado al momento de calcular GP_{p-2}

VE_{p-2,i}: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el periodo de tiempo correspondiente a los seis meses de p-2. Estas ventas se discriminan en ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i.

VR_{p-2,i}: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los seis meses de p-2. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i.

VESM_{p-2,i}: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el periodo de tiempo correspondiente a los seis meses de p-2. Estas ventas en este caso corresponden al consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

VRSM_{p-2,i}: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los seis meses de p-2. Estas ventas en este caso corresponden a las ventas por consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

VR_{p-2}^{FTA} : Ventas de energía en punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, registradas en el periodo correspondiente a $p-2$.

$VEPTAp-2$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, correspondientes al periodo $p-2$.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP, para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESMp_{-2}$, $VRSMp_{-2}$ definidas anteriormente.

FCP _{i} : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría 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.

GP_{p-2} : Costos totales de generación permitidos a pasar a la tarifa en horas de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el periodo $p-2$ (Es el GP_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

GPR_{p-2} : Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior. (Es el GPE_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

r ya se ha definido.

1.5.2.2 CARGO POR ENERGÍA DE GENERACIÓN EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA

A. Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN^{PUNTA}_{i,p} = CENEGEN^{PUNTA}_{i,p-1} \times \left(\frac{GP_p^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right)$$

$$CENEGEN^{F PUNTA}_{i,p} = CENEGEN^{F PUNTA}_{i,p-1} \times \left(\frac{GFP_p^{CR}}{GFP_{p-1}^{CR}} \right)$$

B. Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{i,p} = CENEGEN_{i,p-1} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GP_p^{CR}}{GP_{p-1}^{CR}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFP_p^{CR}}{GFP_{p-1}^{CR}} \right) \right]$$

Donde:

$CENEGEN_{i,p}^{PUNTA}$: Cargo por Energía en punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria, del semestre p ;

$CENEGEN_{i,p-1}^{PUNTA}$: Cargo por Energía en punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria del semestre $p-1$.

$CENEGEN_{i,p}^{F PUNTA}$: Cargo por Energía en fuera de punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria, del semestre p ;

$CENEGEN_{i,p-1}^{F PUNTA}$: Cargo por Energía en fuera de punta para la categoría i que posean medición con discriminación horaria del semestre $p-1$.

$CENEGEN_{i,p}$: Cargo por Energía para la categoría i que no posean medición con discriminación horaria, del semestre p ;

$CENEGEN_{i,p-1}$: Cargo por Energía para la categoría i que no posean medición con discriminación horaria del semestre $p-1$.

FCP_i , GP_p^{CR} Y GP_{p-1}^{CR} : Definidos en el numeral anterior.

GFP_p^{CR} : Es el valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta en el período p , es decir, es el valor permitido a recuperar en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta en el período p .

GFP_{p-1}^{CR} : es el valor que la empresa recuperaría con los componentes de costo actuales en horas fuera de punta (de $p-1$) aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período p .

Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos tarifarios de energía ($CENEGEN_{i,p}$ y $CENEGEN_{i,j=fueradepunta,p}$ para cada clase de clientes i) que contienen las tarifas vigentes en el período $p-1$ a la proyección de ventas de clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del período p . Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por tarifa 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.

Para calcular el valor GFP_p^{CR} se considerará lo siguiente: En cada período los costos de energía en hora 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, a través de ETESA: 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 en la Resolución JD-2728 y sus modificaciones posteriores: 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 la energía en horas fuera de punta respectivamente que resulte en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El componente GFP_p^{CR} del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido y de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$GFP_p^{CR} = GFP_p + (GFPE_{p-1} - 2xGFY_{p-1}) \times (1+r)^{1/2} + (GFPR_{p-2} - GFPE_{p-2}) \times (1+r)$$

GFP_p : Costo permitido de los costos de generación de energía en horas fuera de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro pronosticados en el período p. Esto corresponde al pronóstico permitido con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p. Los costos de generación en horas fuera de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo ponderado monómico de generación en horas fuera de punta por los kWh vendidos (más el consumo de alumbrado público). El costo monómico ponderado resulta de dividir el costo de generación en horas fuera de punta entre los kWh comprados por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada a la red de la distribuidora en el mismo período, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFPE_{p-1}$: 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 período p-1. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GFPE_{p-1} = GFP_{p-1} \left[1 + \frac{3}{6} \times \left(\frac{CGFPR_{p-1}}{CGFPE_{p-1}} + \left[\frac{SUM_{(N)=MD.Horaria}(CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,j} \times VE^{F.PTA}_{p-1,j} + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p-1,j})}{+ SUM_{(N)=MD.NoHoraria}(CENEGEN_{p-1,j} \times VE_{p-1,j} \times (1 - FCP_1) + CCONAP_{p-1,j} \times VE_{p-1,j})} + \frac{SUM_{(N)=MD.Horaria}(CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-1,j} \times VR^{F.PTA}_{p-1,j} + CCONAP_{p-1,j} \times VR_{p-1,j})}{+ SUM_{(N)=MD.NoHoraria}(CENEGEN_{p-1,j} \times VR_{p-1,j} \times (1 - FCP_1) + CCONAP_{p-1,j} \times VR_{p-1,j})} \right] \right) \right]$$

Donde:

$CGFPR_{p-1}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta correspondientes al período $p-1$, calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia), kWh comprados y de generación propia, y a las ventas reales, de los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$CGFPE_{p-1}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el cálculo de GFP_{p-1} correspondiente a los primeros tres meses del período $p-1$.

$CENEGEN_{p-1,i}^{F.PUNTA}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en horas fuera de punta para cada clase de clientes i que posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$CENEGEN_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$CCONAP_{p-1,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos de generación por alumbrado público energía para cada clase de clientes i en cada categoría tarifaria, estimado al momento de calcular GFP_{p-1} .

$VE_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) al momento de cálculo de GFP_{p-1} correspondientes a los primeros tres meses del período $p-1$. Corresponden a ventas de energía.

$VR_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Corresponden a ventas de energía.

$VESM_{p-1,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes a los primeros tres meses del período p en el cálculo de la actualización anterior. Estas ventas corresponden a ventas de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-1,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización. Estas ventas corresponden a ventas de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-1,i,j}^{FPTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, durante los primeros tres meses transcurridos desde la última actualización.

$VE_{p-1,i,j}^{FPTA}$: Ventas de energía en punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, al momento de cálculo de GFP_{p-1} de los primeros 3 meses.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de

participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-1}$, $VRSM_{p-1}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría 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.

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 período $p-1$. (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 período $p-2$ por variaciones en los costos permitidos y en la ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-2} = GFP_{p-2} \left(\frac{CGFPR_{p-2}}{CGFPE_{p-2}} + \frac{\left[\begin{aligned} & \text{SUM}_{(VI=MD.Horario)} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-2,i} \times VE^{F.PTA}_{p-2,i} + CCONAP_{p-2,i} \times VE) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.NoHorario)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.Horario)} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-2,i} \times VR^{F.PTA}_{p-2,i} + CCONAP_{p-2,i} \times VR) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.NoHorario)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right]}{\left[\begin{aligned} & \text{SUM}_{(VI=MD.Horario)} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-2,i} \times VE^{F.PTA}_{p-2,i} + CCONAP_{p-2,i} \times VE) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.NoHorario)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VE_{p-2,i}) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.Horario)} (CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-2,i} \times VR^{F.PTA}_{p-2,i} + CCONAP_{p-2,i} \times VR) \\ & + \text{SUM}_{(VI=MD.NoHorario)} (CENEGEN_{p-2,i} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right]} \right)$$

Donde:

$CGFPR_{p-2}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta calculado en base a los costos que han sido facturados a la distribuidora, kWh comprados y de generación propia y a las ventas reales, correspondiente al período $p-2$

$CGFPE_{p-2}$: Costo permitido de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el cálculo de GFP_{p-2} .

$CENEGEN^{F.PUNTA}_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía en horas fuera de punta para cada clase de clientes i que posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-2} .

$CENEGEN_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos por la compra de energía para cada clase de clientes i que no posean medición con registro discriminado en bloque horario, estimado al momento de calcular GFP_{p-2} .

$CCONAP_{p-2,i}$: Cargo tarifario para cubrir los costos de generación por alumbrado público energía para cada clase de clientes i en cada categoría tarifaria, estimado al momento de calcular GFP_{p-1}

$VE_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria y clase de clientes i correspondientes a los seis meses del período de $p-2$. Corresponden a ventas de energía.

$VR_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) durante los seis meses transcurridos del período $p-2$. Corresponden a ventas de energía.

$VESM_{p-2,i}$: Ventas estimadas para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) registradas en el período de tiempo correspondiente a los seis meses de $p-2$. Estas ventas se discriminan en ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VRSM_{p-2,i}$: Ventas reales para cada categoría tarifaria (clase de clientes i) correspondientes al período $p-2$. Estas ventas corresponden a ventas por demanda máxima, demanda de punta y/o consumo de energía según sea la clase de clientes o categoría i que no dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$VR_{p-2,i}^{FPTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta reales para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, registradas en el período correspondiente a $p-2$.

$VE_{p-2,i}^{FPTA}$: Ventas de energía en horas fuera de punta estimadas para cada clase de clientes i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, correspondientes al período $p-2$.

En el caso de las ventas a clientes que no dispongan de medición con registro discriminado por bloques horarios, se multiplicará la venta de energía por el factor de participación FCP_i para determinar la proporción que corresponde a la punta y por el factor $(1-FCP_i)$ para determinar la proporción en fuera de punta. Esto aplica para cada caso utilizando la venta de energía de $VESM_{p-2}$ y $VRSM_{p-2}$ definidas anteriormente.

FCP_i : Es la participación del consumo de energía en el bloque horario de punta para la categoría 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 período.

GFP_{p-2} : Costos de generación de energía permitidos a pasar a la tarifa en horas fuera de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el período $p-2$ (Es el GFP_{p-1} de la actualización tarifaria anterior).

$GFPR_{p-2}$: Corresponde al valor de ajuste parcial en la actualización tarifaria anterior. (Es el $GFPE_{p-1}$ de la actualización tarifaria anterior).

r ya se ha definido.

1.5.3 COSTO TOTAL DEL MERCADO MAYORISTA

En Punta:

El GMTTPp y GMTTPp-1 se definen del siguiente modo:

$$\text{GMTTPp} = \text{GPp} + \text{Tp} + \text{PTp}.$$

Donde:

GMTTPp: Valor que la distribuidora recupera 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 período p.

GPp, Tp y PTp ya han sido definidos en los numerales anteriores.

$$\text{GMTTPp-1} = \text{GPp-1} + \text{Tp-1} + \text{PTp-1}.$$

Donde:

GMTTPp-1: valor esperado de los costos de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas en transmisión con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p-1.

GPp-1, Tp-1 y PTp-1 ya han sido definidos en los numerales anteriores.

En fuera de punta:

El GMTFPPp y GMTFPPp-1 se definen del siguiente modo:

$$\text{GMTFPPp} = \text{GFPPp}$$

Donde:

GMTFPPp: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticado para el período p.

GFPPp ya ha sido definido en los numerales anteriores.

$$\text{GMTFPPp-1} = \text{GFPPp-1}$$

Donde:

GMTFPPp-1: valor esperado de los costos de generación de energía en horas fuera de punta con respecto a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el período p-1.

GFPPp-1 ya ha sido definido en los numerales anteriores.

APÉNDICE

PROCEDIMIENTO QUE HAN DE SEGUIR LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA ACTUALIZACIÓN SEMESTRAL DE LAS TARIFAS

1. TRANSICIÓN

La distribuidora deberá contemplar en la primera aplicación de los nuevos componentes de costo y en la primera actualización semestral bajo el mecanismo previsto en este régimen, la utilización de los saldos remanentes de los periodos que concluyen el 30 de junio de 2002, cualquiera fuese su signo, correspondiente 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 2002.

El cálculo del ajuste tarifario remanente deberá ser presentado al Ente Regulador 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 2002. Los remanentes de cada componente de costo deberán ser identificados y aplicados en los componentes de costos correspondientes.

2. CRONOGRAMA DEL PROCESO DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA SEMESTRAL

A continuación se presentan los plazos para la presentación, divulgación, revisión y aprobación de los componentes de costo:

2.1 DIVULGACIÓN DE LOS CARGOS TARIFARIOS PARA EL SEMESTRE SIGUIENTE

Las empresas deberán publicar todos los componentes y cargos tarifarios con una anticipación mínima de sesenta (60) días calendario antes de la entrada en vigencia de los mismos. Para esta publicación no se requiere la aprobación del Ente Regulador.

2.2 PRESENTACIÓN DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA ANTE EL ENTE REGULADOR

Las empresas presentarán los componentes y cargos propuestos 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.

2.3 PERÍODO DE REVISIÓN Y APROBACIÓN POR PARTE DEL ENTE REGULADOR

A partir del recibo de la información el Ente Regulador 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 Ente Regulador no haya manifestado alguna objeción pasado el período

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 Ente Regulador notificará sus observaciones a fin de que la empresa haga los ajustes correspondientes y notifique al Ente Regulador su corrección 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 Ente Regulador 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 corresponda 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 considerarán en el ajuste para efectos del establecimiento del cargo respectivo.

3. REQUERIMIENTOS 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 Ente Regulador y deberá ser entregada por la empresa distribuidora en los tiempos y formas de presentación que el Ente Regulador establezca.

El Ente Regulador entregará un modelo de formularios para la presentación completa de información requerida. Estos formularios podrán ser revisados periódicamente, 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 Ente Regulador podrá solicitar a las empresas información adicional o explicaciones específicas al respecto, si lo considera necesario.

4. TASA DE INTERÉS A APLICAR

En las fórmulas correspondientes se aplicará las tasas de interés (r) cuando deba aplicar las mismas en caso de excedentes o déficit de acuerdo a las fórmulas de ajuste tarifario:

- 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.
- En caso de déficit las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de Interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.
- En caso de excedentes las tasas a utilizar serán el promedio global (Banca Panameña y Banca Extranjera, de acuerdo a la clasificación y datos producidos por la Superintendencia de Bancos)

de las tasas de interés anual sobre depósitos de plazo fijo a seis (6) meses. En caso de déficit las tasas a utilizar serán el promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un (1) año.

- El promedio corresponderá al promedio de los seis (6) meses anteriores (que corresponde al período p-2) a la fecha de actualización tarifaria.

5. REPARTICIÓN ENTRE LOS GRUPOS DE CLIENTES ABASTECIDOS POR LA DISTRIBUIDORA Y LOS ABASTECIDOS POR OTROS AGENTES DEL MERCADO DE LA ENERGÍA ASOCIADA Y LA DEMANDA RECIBIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN CADA NODO O PUNTO DE ENTREGA

Para la determinación de los costos permitidos de generación, los costos que surgen de la administración del Mercado Mayorista y las 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 conectados 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_{GCI}) 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 del distribuidor (MWh_{EGCI}) 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.

Por simplificación esta pérdida se considerará igual al porcentaje de pérdidas estándar aprobado por el Ente Regulador para el período tarifario.

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.

En cada hora la energía equivalente del gran cliente *i* que compra a precio acordado libremente en el nodo o punto de recibo del distribuidor (MWh_{EGCI}) 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 las indicaciones del numeral 1.3 de la Parte II del régimen tarifario que corresponde al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente.

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:

$$MWh_{CRnodo} = MWh_{Dnodo} - \sum_{i=1}^n MWhE_{GCI}$$

Donde:

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 del distribuidor en cada hora.

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 grandes clientes que compran libremente con base en la siguiente expresión:

$$MWE_{GCj} = MW_{Dnodo,j} - \sum_i \frac{MW_{GCj}}{[1 - PPT\%]}$$

Donde:

MWE_{GCj} = Potencia equivalente del grupo de grandes clientes que compran libremente

MW_{Dnodo} = Potencia medida en el nodo de la distribuidora

MW_{GCj} = Potencia medida en el punto de recibo de cada gran cliente que ha acordado comprar libremente.

El PPT% utilizado será el valor ajustado según las indicaciones del numeral 1.3 de la Parte II del régimen tarifario que corresponde al nivel de tensión al que está conectado el gran cliente.

El Centro Nacional de Despacho calculará la potencia equivalente de los clientes regulados y de cada gran cliente que contrata libremente en forma individual para darle seguimiento a la demanda máxima no coincidente establecida en el pliego tarifario de la Empresa de Transmisión Eléctrica. La Empresa de Transmisión Eléctrica deberá tener presente que la demanda máxima no coincidente a la cual se refiere el pliego tarifario de dicha empresa debe aplicarse con base en el concepto de potencia equivalente indicada en este documento.

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.

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 MWh_{GGC} de cada gran cliente, lo que le corresponde a la distribuidora (Mwh^{CR}_{nodo}) y lo que establecen las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998.

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 aprobadas mediante Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998."

6. AJUSTES POSTERIORES A LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA COMO FACTURADA O MEDIDA

Cuando existan ajustes posteriores a información que haya sido suministrada como facturada o medida de los periodos p-1 y p-2, la diferencia entre el valor suministrado como facturado o medido en periodos 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.

7. PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN CORRESPONDIENTE A LA ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

Las empresas 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.

**TRIBUNAL ELECTORAL
DECRETO 15
(De 19 de julio de 2002)**

"Por el cual se establece el Código de Ética en el Tribunal Electoral"

EL TRIBUNAL ELECTORAL

En uso de sus facultades constitucionales y legales

CONSIDERANDO

Que la Asamblea Legislativa promulgó la Ley No.6 de 22 de enero de 2002, que dicta normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones.

Que la Ley No.6 de 22 de enero de 2002, establece en su Capítulo IX, un plazo no mayor de seis (6) meses, a partir de su entrada en vigencia, para que toda agencia o dependencia del Estado, incluyendo las pertenecientes a los Órganos Ejecutivo, Legislativo y Judicial, las entidades descentralizadas, autónomas y semiautónomas, los municipios, los gobiernos locales y las juntas comunales, de no tenerlos, establezcan y publiquen sus respectivos Códigos de Ética para el correcto ejercicio de la función pública.

Que el Tribunal Electoral ya mantiene un Código de Ética para los períodos electorales, el cual debe ser formalmente ampliado a todos los funcionarios de la institución.

DECRETA

ARTÍCULO PRIMERO: Establécese el Código de Ética en el Tribunal Electoral, cuyo contenido es el siguiente:

"CÓDIGO DE ÉTICA DEL TRIBUNAL ELECTORAL

CAPÍTULO I

NORMAS GENERALES

Artículo 1: Objeto

Establecer normas de conducta que deben observar los funcionarios del Tribunal Electoral, dentro del marco de la ética y el bien común.

Artículo 2: Definiciones

Función: Capacidad de acción o acción propia de los cargos y oficios.

Funcionario: Toda persona física que participe de manera eventual o permanente en el ejercicio de funciones en el Tribunal Electoral, en sus distintas dependencias y departamentos, a nivel nacional.

Información: Comunicación o adquisición de conocimientos que permiten ampliar o precisar los que se poseen sobre una materia determinada. En nuestro caso específico, documentos, hechos y comunicaciones en general.

Artículo 3: Ámbito de Aplicación

Este Código rige para todos los funcionarios del Tribunal Electoral, de todos los niveles y jerarquías, que presten sus servicios en forma temporal o permanente, remunerada u honoraria.

Artículo 4: Interpretación

La Sala de Acuerdos constituye la instancia facultada para dictar las normas interpretativas o aclaratorias de este Código.

Artículo 5: Obligación de conocer la Constitución, las Leyes y el Reglamento Interno del Tribunal Electoral.

Es deber de todo funcionario conocer sobre las normas legales que rigen la institución y sobretodo, aquellas que se refieren o regulan el ejercicio de sus funciones, así como acatar las disposiciones del Reglamento Interno del Tribunal Electoral.

CAPÍTULO II PRINCIPIOS

Artículo 6: Principios que rigen la conducta del funcionario del Tribunal Electoral.

- *Lealtad*

El funcionario debe ser fiel a la Constitución Política, a las Leyes y Decretos, al Tribunal Electoral y sus reglamentos, y observar una conducta cónsona dentro del marco de lo que éstos establezcan.

- *Honradez*

El funcionario debe llevar a cabo las funciones encomendadas sin solicitar ni recibir favores, lo que implica no aceptar ningún tipo de bonificaciones ni regalías. De encontrarse en una situación similar, es su deber darlo a conocer al superior jerárquico inmediato.

- *Transparencia*

El funcionario debe tener presente y actuar conforme al derecho de todos los ciudadanos de estar informados sobre la actividad de la Administración Pública. Para esto, debe observar claridad en sus actos y ser accesible con quienes tengan interés legítimo en el asunto tratado. Este principio incluye la obligación del funcionario de brindar información comprensible y verificable tanto a los usuarios como en los informes que deba presentar con el objetivo de evaluar su trabajo.

- *Responsabilidad*

El funcionario debe cumplir las funciones asumidas de manera voluntaria u obligatoria con similar empeño, solicitando orientación si fuese necesario, para concretar la tarea encomendada de manera cabal. Igualmente, no debe evadir los compromisos contraídos.

- *Eficacia*

El funcionario debe ejecutar la función de la mejor manera, en el menor tiempo y costo posibles. Debe establecer procedimientos por despachos, para asegurar la pronta y óptima atención a los usuarios.

- *Igualdad*

El funcionario debe llevar a cabo actos no discriminatorios en su relación con el público, al igual que con sus compañeros. Igualmente, procurará impartir un trato igualitario a las personas que se encuentren en igualdad de condiciones y/o situaciones.

- *Imparcialidad*

El funcionario siempre debe actuar en procura del bien común y no involucrar sus intereses particulares en las decisiones que deba tomar, ya sea dentro de las relaciones laborales o en la prestación de los servicios del Tribunal Electoral.

- *Integridad*
El Funcionario debe ejecutar sus funciones haciendo gala de una conducta recta, intachable y transparente, con independencia de influencias externas que alteren su correcto proceder como servidor público.
- *Discreción*
El funcionario debe ser cuidadoso de guardar la información a la que tiene acceso por motivo de sus funciones, con la reserva necesaria y no utilizarla con fines particulares ni para recibir beneficio alguno. La difusión de la misma estará en función de las órdenes superiores recibidas, siempre y cuando no contravengan leyes y/o disposiciones que regulan la materia de que se trate.
- *Respeto*
Las relaciones entre funcionarios, y entre funcionarios y usuarios, deben desenvolverse en un clima de urbanidad y armonía.
- *Cortesía*
En el trato entre funcionarios, y entre funcionarias y usuarios, debe imperar la debida atención, el respeto y la educación.
- *Intervención Política*
El funcionario del Tribunal Electoral se abstendrá de participar en actividades de política partidista, en todo momento, mientras ejerza algún cargo en la Institución.

CAPÍTULO III CONDUCTAS INTERNAS

Artículo 7: Uso del cargo público.

Es obligación del funcionario del Tribunal Electoral abstenerse de utilizar el cargo que ostenta para obtener beneficios personales, económicos, privilegios, favores sexuales o cualquier otro bien tangible o intangible, ya sea para él o para cualquier otra persona.

Esta obligación se interpretará dentro del siguiente marco de conductas:

- No usar su credencial ni papelería oficial del Tribunal Electoral, para fines personales o para beneficiar o perjudicar a terceros.
- No solicitar ni recibir ningún tipo de favor a cambio de agilizar o paralizar un trámite.
- No utilizar su posición para amenazar ni influir a los demás funcionarios, con el propósito de favorecer o perjudicar en un trámite o decisión a determinado colectivo o persona.

Artículo 8: Uso de la jornada laboral.

El funcionario debe rendir al máximo de su capacidad dentro de su respectiva jornada laboral. Esto involucra evitar utilizar el tiempo comprendido dentro de la jornada laboral para realizar trabajos personales u otros distintos a sus deberes y responsabilidades y llevar a cabo las tareas encomendadas de manera eficiente y eficaz. Ningún funcionario debe exhortar o solicitar a otros funcionarios, sean subordinados o no, a que utilicen el tiempo oficial para desempeñar funciones de tipo personal.

Artículo 9: Uso de los bienes del Tribunal Electoral.

Es deber de todo funcionario proteger y mantener en buen estado los bienes propiedad de la Institución, y de manera especial aquellos que han sido destinados a su uso o cuidado. Esto implica el uso racional y ahorrativo de dichos bienes, evitando todo derroche o abuso. Igualmente, el funcionario deberá evitar el uso de los mismos para fines personales o para fines distintos de los que han sido destinados.

Asimismo, el funcionario deberá evitar, mediante el correcto uso de los bienes precitados, atentar contra la Institución propiciando situaciones que puedan acarrear consecuencias de carácter jurídico para el Tribunal Electoral.

Artículo 10: Uso correcto de la información interna.

El funcionario debe estar consciente de que el usuario tiene derecho a acceder, libremente, a la información que es de carácter público. El funcionario debe conocer y observar las reglamentaciones que haga el Tribunal Electoral con relación a la clasificación de la información, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 6 de 22 de enero de 2002.

El funcionario no debe utilizar en beneficio propio o de terceros, o para fines distintos a los oficiales, la información que maneje por motivo del ejercicio de sus funciones y que no está destinada al público en general.

Artículo 11: Conflicto de intereses.

El funcionario debe abstenerse de ejercer la práctica profesional en forma privada, en casos que tengan relación con el Tribunal Electoral.

En este sentido, y para evitar el potencial riesgo de estar en una situación de esta índole, es deber de todo funcionario del Tribunal Electoral no recibir beneficio alguno por el trabajo que realiza en la Institución, de parte de los usuarios, de partidos políticos, de figuras políticas o de dependencia estatal alguna. Todo ello con la finalidad de preservar su independencia de criterio.

Asimismo, el funcionario deberá abstenerse de participar durante el transcurso de cualquier proceso decisorio, desde la fase previa hasta la fase final, cuando hubiese tenido vínculos profesionales, familiares o económicos, con alguna de las partes.

En todo caso, las decisiones que sobre el particular se tomen, deberán apegarse a la Ley, a los Decretos y Acuerdos del Tribunal Electoral y demás decisiones que tomen los Magistrados en Sala de Acuerdos.

Artículo 12: Relaciones Interpersonales y Desarrollo Permanente.

El funcionario, en todo momento, debe conducirse con cortesía, respeto y según las normas de urbanidad y debe reflejar estas cualidades en su trato con sus compañeros y muy en especial con el público, sin atender a jerarquías.

Igualmente, el funcionario debe procurar mantenerse actualizado con respecto a las tareas que realiza en la Institución, preocupándose de su permanente evolución y desarrollo en el aspecto técnico y profesional, lo que redundará en beneficio de los usuarios de la Institución.

Artículo 13: Obligación de informar al superior jerárquico, los actos de corrupción.

Sin perjuicio de las leyes que regulan la materia, todo funcionario del Tribunal Electoral está obligado a poner en conocimiento de su superior jerárquico, o de las autoridades correspondientes, cualquier conducta o acto que conociere por motivo de sus funciones o de otra índole y que pudieran causar perjuicio al Tribunal Electoral o al Estado, constituyendo delito o violentando normas del presente Código de Ética.

CAPÍTULO IV CONDUCTAS EXTERNAS

Artículo 14: Toma de decisiones.

El funcionario no debe basar su juicio en discriminación alguna, ni debe intervenir a favor de ninguna de las partes involucradas. Debe pronunciarse con honestidad y congruencia, siempre anteponiendo el interés público al interés particular.

Artículo 15: Atención a solicitudes, peticiones y denuncias.

El funcionario debe brindar información suficiente y correcta con prontitud y diligencia, a través de los respectivos canales institucionales, cuando así se lo soliciten los usuarios.

El funcionario jamás debe utilizar su influencia para retardar o entorpecer la correcta atención de una solicitud, petición o denuncia, ni exhortar a los ciudadanos a conductas similares.

Artículo 16: Relación con otras entidades públicas.

El funcionario del Tribunal Electoral debe ofrecer un trato amable y respetuoso a todo servidor público que se dirija a nuestra Institución por motivo de sus funciones, brindando el apoyo, asistencia, información, cooperación y servicios requeridos, siempre y cuando esto no vaya en detrimento de lo esbozado en los artículos anteriores. Por tanto, evitará todo trato discriminatorio, injusto o amenazante a los servidores públicos de cualquier dependencia del Estado.

Artículo 17: Ex funcionarios del Tribunal Electoral.

Ningún ex funcionario de la Institución debe utilizar sus influencias o relaciones con el personal de su antiguo empleo, para obtener beneficios indebidos para sí, para familiares o para terceros, o bien para perjudicar a la parte contraria.

Artículo 18: Deber de mantener higiene, salud y mejoramiento ecológico.

El funcionario tiene la obligación de reportar cualquier situación que pueda poner en peligro la salud o la seguridad del lugar donde presta servicios. En este sentido, debe observar las medidas de higiene y seguridad que para estos efectos se impartan o se establezcan en el Reglamento Interno, además de las que se desprendan del sentido común.

Asimismo, el funcionario tiene el deber de utilizar racionalmente el agua y la energía eléctrica del Tribunal Electoral, apagando las computadoras cuando no se utilicen y verificando que las hojas de papel que ya no sean utilizables se envíen al lugar apropiado para su debida trituración y reciclaje. El papel y el material de oficina en general, deben re-emplearse tantas veces como sea posible, sin menoscabo de la política institucional de reducir al máximo el uso del papel para aprovechar el correo electrónico disponible a nivel nacional y de desarrollar el concepto del gobierno electrónico promovido por la Comisión Permanente ePanamá, en la cual participa el Tribunal Electoral como uno de sus miembros principales.

El funcionario debe abstenerse de portar cualquier tipo de armas en el lugar de trabajo, con excepción del personal autorizado. Igualmente, evitará presentarse al trabajo de forma indecorosa o bajo los efectos del alcohol o drogas ilícitas.

CAPÍTULO V
MECANISMO PARA HACER EFECTIVO
EL CUMPLIMIENTO DE LA NORMA

Artículo 19: Ente encargado del Cumplimiento del Código de Ética del Tribunal Electoral.

El ente encargado de llevar a cabo la investigación sobre si se ha violentado alguna disposición contenida en este Código, será la Dirección de Investigaciones Administrativas (OMBUDSMAN). Los Magistrados del Tribunal Electoral, reunidos en Sala de Acuerdos, decidirán la causa y determinarán si hay mérito o no para aplicar la sanción recomendada, de acuerdo con los reglamentos y decretos que al respecto existan.

Artículo 20: Promoción de los valores de la Institución.

Además de las funciones adscritas en el Reglamento Interno, la Dirección de Investigaciones Administrativas del Tribunal Electoral debe divulgar y promover la aplicación de las normas contenidas en este Código, no sólo de manera coercitiva, sino también de modo preventivo, es decir, propiciando mecanismos educativos y formadores en asocio con el Departamento de Bienestar del Empleado de la Dirección de Recursos Humanos.

Artículo 21: Resolución de Consultas.

Los funcionarios podrán elevar consultas por escrito sobre la aplicación de las normas señaladas en este Código a la Dirección de Investigaciones Administrativas, mismas que deberán ser respondidas dentro del término de treinta (30) días hábiles luego de su presentación.

Artículo 22: Procedimiento.

Cuando la Dirección de Investigaciones Administrativas conozca o tenga indicios sobre alguna contravención a las normas contenidas en este Código de Ética, debe iniciar de inmediato la investigación pertinente para obtener la certeza de los hechos, para lo cual podrá valerse de todos los medios de prueba permitidos por la Ley y el Reglamento Interno de la Institución, que no vayan en contra de los Derechos Humanos.

Al finalizar la investigación, la Dirección de Investigaciones Administrativas deberá elaborar un informe dentro de un plazo máximo de los dos (2) meses siguientes a la fecha de inicio de la misma, y remitirlo a los Magistrados del Tribunal Electoral, recomendando la aplicación o no de una sanción previamente establecida en el Reglamento Interno, o bien las medidas administrativas o penales que resultaren aplicables.

Artículo 23: Recurso.

El funcionario que resultare sancionado administrativamente por falta a este Código, podrá elevar un Recurso de Reconsideración ante los Magistrados del Tribunal Electoral, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la respectiva resolución. Este recurso podrá ser presentado por él mismo, sin necesidad de apoderado legal, y podrá solicitar y presentar las pruebas que considere pertinentes en su favor."

ARTÍCULO SEGUNDO: Este Decreto comenzará a regir a partir de su publicación en el Boletín del Tribunal Electoral.

Dado en la ciudad de Panamá, a los diecinueve (19) días del mes de julio de dos mil dos (2002).

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

Erasmus Pinilla C.
Magistrado Presidente

Eduardo Valdés Escoffery
Magistrado Vicepresidente

Dennis Allen Frias
Magistrado Vocal

Yara Ivette Campo B.
Directora Ejecutiva Institucional

**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ADUANAS
RESOLUCIÓN N° 068
(De 3 de junio de 2002)**

EL MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante memorial presentado ante la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas, la firma forense Orillac, Carles & Guardia, en calidad de apoderada especial de la empresa **INVERSIONES OASIS AZUL, S.A.**, sociedad anónima debidamente inscrita a Ficha 394480, Documento 194928, del Departamento de Mercantil del Registro Público, cuyo Presidente y Representante Legal es el señor Roberto I. Guardia R., solicita se le conceda licencia para operar un almacén de depósito especial situado en el Aeropuerto Internacional de Tocumen, destinado a la venta de cigarrillos, licores, perfumes, peluches, tarjetas y llaveros libre de gravámenes fiscales, conforme lo dispone el artículo 1° del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, modificado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971, y el contrato de arrendamiento N°280/01 de 29 de junio de 2001, celebrado entre la Dirección de Aeronáutica Civil y la empresa **INVERSIONES OASIS AZUL, S.A.**, que vence el 27 de marzo de 2003.

Que el apoderado especial de dicha empresa manifiesta en el memorial petitorio que su representada está dispuesta a cumplir con todas las obligaciones que indique el Ministerio de Economía y Finanzas, por conducto de la Dirección General de Aduanas.

Que entre las obligaciones que dispone el Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970, se exige la presentación de una fianza en efectivo, bancaria o de seguro, a juicio de la Contraloría General de la República, para responder por los impuestos que puedan causar las mercancías que se vayan a depositar y las penas en que pueda incurrir el importador por infracciones a las disposiciones fiscales, habiendo consignado, a favor del Ministerio de Economía y Finanzas/Contraloría General de la República, la Fianza de Obligación Fiscal (5-97) No.018-01-1301919-00-000, de fecha 19 de febrero de 2002, emitida por Cía. Internacional de Seguros, S.A., por un valor de siete mil balboas (B/.7,000.00), cuantía que fue fijada por la Contraloría General de la República, a fin de garantizar las operaciones que realice la mencionada empresa en el almacén de Tocumen y que vence el día 19 de febrero de 2003.

Que la empresa está obligada a mantener vigente o a renovar anualmente la Fianza de Obligación Fiscal de acuerdo a la certificación de venta anual bruta que expida la Dirección de Aeronáutica Civil. Dicha certificación deberá ser presentada anualmente por la empresa ante este Despacho para la revisión de la fianza, conforme lo dispone la resolución N°53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la Contraloría General de la República.

Que la empresa debe contribuir con el tres cuarto del uno por ciento (3/4 del 1%) del valor C.I.F. de las mercancías depositadas, con el objeto de cubrir los gastos del servicio especial de vigilancia fiscal de estas operaciones, y cumplir con el Decreto N°130 de 25 de octubre de 1974, referente a la liquidación del impuesto sobre la renta.

RESUELVE:

CONCEDER a la empresa **INVERSIONES OASIS AZUL, S.A.**, licencia para operar un almacén de depósito especial situado en el Aeropuerto Internacional de Tocumen.

Esta licencia estará en vigencia a partir de la fecha de expedición de la presente resolución y vence el día 27 de marzo de 2003, conforme lo dispone el artículo segundo del Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970.

ADVERTIR que la utilización de la licencia para fines distintos a los cuales ha sido concedida, así como la violación al régimen fiscal causará la cancelación de la misma, sin perjuicio de la responsabilidad que le recaiga a la empresa, conforme a las disposiciones aduaneras vigentes.

MANTENER en custodia de la Contraloría General de la República, la fianza descrita en la parte motiva de esta resolución.

FUNDAMENTO LEGAL: Decreto N°290 de 28 de octubre de 1970,
reformado por el Decreto N°3 de 6 de enero de 1971,
Decreto N°130 de 25 de octubre de 1974 y
Resolución N°53 de 22 de mayo de 1997, dictada por la
Contraloría General de la República.

REGÍSTRESE, NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

NORBERTO R. DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas

MERCEDES GARCIA DE VILLALAZ
Directora General de Aduanas

RESOLUCION N° 096
(De 14 de junio de 2002)

EL MINISTRO DE ECONOMIA Y FINANZAS
Previa recomendación de la Junta de Evaluación

CONSIDERANDO :

Que el señor **RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ**, varón, panameño, mayor de edad, con cédula de identidad personal N°8-429-521, solicitó ante la Junta de Evaluación la expedición de la Licencia para ejercer las funciones de Agente Corredor de Aduanas.

Que el señor **RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ**, cumplió con los requisitos señalados en el Código Fiscal, así como los exigidos por la Dirección General de Aduanas para optar por dicha licencia.

Que mediante Acta N°43 de 1° de junio de 2001, la Junta de Evaluación recomendó al señor Ministro de Economía y Finanzas, que se le expida la licencia respectiva al señor **RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ**, porque cumplió con todos los requisitos exigidos por la Ley.

RESUELVE :

PRIMERO : OTORGAR a **RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ**, con cédula de identidad personal N°8-429-521, la licencia N°288, para ejercer la profesión de Agente Corredor de Aduanas en todo el territorio nacional.

SEGUNDO: INGRESAR a favor del Ministerio de Economía y Finanzas / Contraloría General de la República la fianza para Agente Corredor de Aduanas N°FCGPS052663, por la suma de B/5.000.00, expedida por la Compañía CENTRAL DE FIANZAS, la cual ampara las actividades que ejercerá **RUBEN AVELINO ANGULO DOMINGUEZ**, y la misma deberá mantenerse vigente en custodia de la Contraloría General de la República.

TERCERO : ENVIAR copia autenticada de esta resolución a la Junta de Evaluación para el registro pertinente.

DERECHO : Artículos 641 y siguientes del Código Fiscal, modificados por la Ley N°20 de 1994, ordinales 4° y 5° de la Ley 41 de 1° de julio de 1996.

El-Ministro de Economía y Finanzas,

NORBERTO R. DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas

EDUARDO ANTONIO QUIROS B.
Viceministro de Finanzas

RESOLUCION N° 105
(De 27 de junio de 2002)

EL MINISTRO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante memorial presentado ante la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas, el Licenciado Alexis Ricardo Valdés, en calidad de apoderado especial de la empresa **CONSORCIO PESQUERO PANAMÁ, S.A. CONPESPASA**, sociedad anónima debidamente inscrita a Ficha 198388, Rollo 22146; Imagen 172, de la Sección de Micropelículas Mercantil del Registro Público, cuyo Presidente y Representante Legal es el señor Gianfranco Trigilio, solicita se le conceda licencia para dedicarse a las operaciones de tránsito de mercancías que llegan al país para ser reembarcadas, de conformidad con los artículos 608 y siguientes del Código Fiscal y el artículo 2° del Decreto No.130 de 29 de agosto de 1959.

Que la empresa peticionaria debe cumplir con las obligaciones y disposiciones legales que determine el Ministerio de Economía y Finanzas, por conducto de la Dirección General de Aduanas, sobre las operaciones de tránsito de mercancías.

Que entre las obligaciones que señala nuestra legislación vigente, detallamos a continuación las siguientes:

- 1.- La presentación de una fianza, en efectivo, bancaria o de seguro, para responder por los impuestos y demás gravámenes que puedan causar las mercancías en tránsito.
- 2.- El pago de una tasa de B/ 1.25 por cada embarque que se despache al exterior.
- 3.- El acarreo de las mercancías en tránsito deberá hacerse en transportes asegurados, en furgones para cargas internacionales con sellos de seguridad.
- 4.- No se permitirá la introducción al territorio nacional de mercancías cuya importación esté prohibida, así como las de restringida importación, de conformidad con lo establecido en los artículos 439 y 442 del Código Fiscal.

Que para garantizar el cumplimiento de las obligaciones antes señaladas, conforme a lo estipulado por el artículo 2 del Decreto N° 130 de 29 de agosto de 1959, la empresa **CONSORCIO PESQUERO PANAMÁ, S.A. CONPESPASA** ha consignado a favor del Ministerio Economía y Finanzas/Contraloría General de la República, la Fianza de Obligación Fiscal N°1-97 039708361-99, de 9 de abril de 2002, y Endoso N°2, de 13 de mayo de 2002, que corrige el nombre del afianzado, expedida por Interoceánica de Seguros, S.A., por la suma de mil balboas con 00/100 (B/1,000.00), y que vence el 8 de abril de 2003.

Que la empresa **CONSORCIO PESQUERO PANAMÁ, S.A. CONPESPASA** está obligada a mantener vigente por el término de la concesión, la referida fianza, la cual depositará en la Contraloría General de la República, así como las modificaciones que se le hagan a la misma. La falta de consignación de dicha fianza o su vencimiento dará lugar a la suspensión o cancelación de la licencia otorgada.

Que el Ministerio de Economía y Finanzas, por conducto de la Dirección General de Aduanas, podrá interponer todas las acciones necesarias para cancelar la garantía consignada, de incurrir el concesionario en infracciones aduaneras, e impondrá la sanción penal aduanera que se amerite.

RESUELVE:

CONCEDER la empresa **CONSORCIO PESQUERO PANAMÁ, S.A. CONPESPASA** licencia para dedicarse a las operaciones de Tránsito de Mercancías, de conformidad con los artículos 608 al 615 del Código Fiscal y el Decreto No.130 de 29 de agosto de 1959.

Esta licencia se otorga por el término de tres (3) años, contados a partir de la fecha de expedición de la presente resolución.

FUNDAMENTO LEGAL: Artículos 608 al 615 del Código Fiscal,
Decreto N° 130 de 29 de agosto de 1959 y
Decreto Ejecutivo N° 4 de 9 de febrero de 1987.

REGÍSTRESE, NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

NORBERTO R. DELGADO DURAN
Ministro de Economía y Finanzas

MERCEDES GARCIA DE VILLALAZ
Directora General de Aduanas

**SUPERINTENDENCIA DE BANCOS
RESOLUCION GENERAL S.B. N° 02-2002
(De 18 de julio de 2002)**

LA SUPERINTENDENTE DE BANCOS,
en uso de sus facultades legales, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Artículo 27 de la Ley No. 6 de 22 de enero de 2002, por medio de la cual se dictan "*Normas para la Transparencia en la Gestión Pública, establece la acción de Habeas Data y otras disposiciones*", se dispuso que "*dentro de un plazo no mayor de seis meses, contados a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, toda agencia o dependencia del Estado, incluyendo las pertenecientes a los Órganos Ejecutivo, Legislativo y Judicial, las entidades descentralizadas, autónomas y semiautónomas, los municipios, los gobiernos locales y las juntas comunales, de no tenerlos, establecerán y ordenarán la publicación en la Gaceta Oficial de sus respectivos Códigos de Ética para el correcto ejercicio de la función pública*";

Que, además de constituir un mandato legal expreso, la Superintendente de Bancos considera necesario y conveniente, recoger en un documento organizado y sistemático, los valores éticos y los principios que deben observar los funcionarios de la Superintendencia de Bancos en su desempeño;

Que la misma excerta legal señalada en el párrafo primero dispone que los Códigos de Ética a que se refiere serán recopilados por la Defensoría del Pueblo, previa aprobación por cada una de las instituciones correspondientes;

Que, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 13 del Decreto Ley No. 9 de 1998, el Superintendente tendrá a su cargo la administración y el manejo de las gestiones diarias de la Superintendencia; y, de conformidad con el numeral 33 del Artículo 17 le corresponde resolver todo aquello que no estuviere expresamente reservado a la Junta Directiva o a otra autoridad,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO. Apruébese y adóptese el siguiente Código de Ética aplicable a los servidores públicos de la Superintendencia de Bancos:

**CÓDIGO DE ÉTICA PARA EL SERVIDOR PÚBLICO
DE LA SUPERINTENDENCIA DE BANCOS**

TÍTULO I

DEFINICIONES, ÁMBITO DE APLICACIÓN Y PRINCIPIOS

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1: **Definiciones:** Para efectos de la aplicación e interpretación de este Código de Ética, los siguientes términos se definen así:

1. **Código de Ética:** Conjunto de principios y normas de obligatorio cumplimiento, con recomendaciones que ayudan a los miembros de una organización a actuar correctamente.
2. **Ética:** Conjunto de reglas, principios y modelos de conducta que responden a criterios de corrección y de racionalidad que se identifican con un código de buen gobierno.
3. **Función Pública:** A los efectos del presente Código, se entiende por "*función pública*" toda actividad temporal o permanente, remunerada u honoraria, realizada en la Superintendencia de Bancos.
4. **Servidor Público:** A efectos de este Código, es la persona nombrada temporal o permanentemente para desempeñar un cargo en la Superintendencia de Bancos, sea éste remunerado o no.
5. **Regulados:** Las personas naturales o jurídicas que ejerzan el Negocio de Banca en o desde Panamá y a las Oficinas de representación así como las personas naturales o jurídicas que posean licencia fiduciaria.
6. **Personas interesadas:** Para efectos de la aplicación de las normas contenidas en este Código es toda aquella persona o entidad que, directa o indirectamente estén o vayan a estar supervisadas por la Superintendencia de Bancos o suministren o vayan a suministrar bienes o servicios a la Superintendencia, así como los usuarios del sistema bancario.

Artículo 2: **Ámbito de Aplicación.**

El servidor público de la Superintendencia de Bancos deberá respetar y cumplir en su actuación profesional el presente Código.

Toda persona que acepte desempeñar un cargo en la Superintendencia por nombramiento o por contratación, remunerado o no, quedará sujeto inmediatamente al cumplimiento de las disposiciones y procedimientos establecidos en el presente Código.

CAPÍTULO II

PRINCIPIOS GENERALES

Artículo 3: **Probidad.**

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe actuar con rectitud y honradez, procurando satisfacer el interés general sin obtener provecho o ventaja personal, obtenido por sí o por interpuesta persona. También está obligado a exteriorizar una conducta honesta.

Artículo 4: Prudencia.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe actuar con pleno conocimiento de las materias sometidas a su consideración, con la misma diligencia que un buen administrador emplearía para con sus propios bienes. El ejercicio de la función pública en la Superintendencia de Bancos debe inspirar confianza en los regulados y el público en general. Asimismo, debe evitar acciones que pudieran poner en riesgo la finalidad de la función pública, el patrimonio de la Superintendencia de Bancos o la imagen que debe tener la sociedad respecto de sus servidores.

Artículo 5: Justicia.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe tener permanente disposición para el cumplimiento de sus funciones, otorgando a cada uno lo que le es debido, tanto en sus relaciones con el Estado, como con el público, sus superiores y subordinados.

Artículo 6: Templanza.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe desarrollar sus funciones con respeto y sobriedad, usando las prerrogativas inherentes a su cargo y los medios de que dispone únicamente para el cumplimiento de sus funciones y deberes.

Artículo 7: Idoneidad.

La idoneidad, entendida como aptitud técnica o no técnica -en el caso de aquellos servidores públicos que ocupan cargos que no requieren de preparación técnica especial, es condición esencial para el acceso y ejercicio de la función pública.

Artículo 8: Responsabilidad.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe cumplir fielmente con sus deberes.

Artículo 9: Obediencia.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe dar cumplimiento a las órdenes que le imparta el superior jerárquico, en la medida en que reúnan las formalidades del caso y tengan por objeto la realización de actos de servicio que se vinculen con las funciones a su cargo, salvo el supuesto de arbitrariedad o ilegalidad manifiesta. El mandato superior no exime de responsabilidad al funcionario que ejecuta un acto de infracción manifiesta de un precepto constitucional o legal.

Artículo 10: Independencia de Criterio.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos no debe involucrarse en situaciones, actividades o intereses incompatibles con sus funciones. Debe abstenerse de toda conducta que pueda afectar su independencia de criterio para el desempeño de sus funciones.

CAPÍTULO III**PRINCIPIOS PARTICULARES****Artículo 11: Aptitud.**

Quien disponga de la designación de un servidor público en la Superintendencia de Bancos debe comprobar su idoneidad para el cargo. Ninguna persona debe aceptar ser designada en un cargo para el que no tenga aptitud.

Artículo 12: Capacitación.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe capacitarse para el mejor desempeño de las funciones inherentes a su cargo, según lo determinan las normas que rigen el servicio o lo dispongan las autoridades competentes.

Artículo 13: Legalidad.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos deberá conocer las leyes y los reglamentos de la Superintendencia de Bancos que regulan su actividad y no puede invocar su desconocimiento para justificar el no cumplimiento de los mismos.

Artículo 14: Evaluación.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe evaluar los antecedentes, motivos y consecuencias de los actos cuya generación o ejecución tuviera a su cargo.

Artículo 15: Veracidad.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos está obligado a expresarse con veracidad en sus funciones, tanto con los particulares como con sus superiores y subordinados, y a contribuir al esclarecimiento de la verdad.

Artículo 16: Discreción.

El servidor de la Superintendencia de Bancos debe guardar reserva respecto de hechos o informaciones de los que tenga conocimiento con motivo o en ocasión del ejercicio de sus funciones, sin perjuicio de los deberes y las responsabilidades que le correspondan en virtud de las normas que regulan la confidencialidad. Esto sin perjuicio de los deberes y responsabilidades de confidencialidad contenidas en el Decreto Ley No. 9 de 1998.

Artículo 17: Transparencia: La conducta del servidor público de la Superintendencia de Bancos debe ser regida por altos principios de transparencia, cumpliendo en todo momento la reserva y la confidencialidad que puede oponer cuando corresponda, amparado en la Ley y reglamentos que rijan la materia.

Artículo 18: Equidad.

El empleo de criterios de equidad para adecuar la solución legal a un resultado más justo nunca debe ser ejecutado en contra de los fines perseguidos por las leyes.

Artículo 19: Igualdad de Trato.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos no debe realizar actos discriminatorios en su relación con el público o con las entidades reguladas por la Superintendencia de Bancos. Debe otorgar a todas las personas igualdad de trato en igualdad de situaciones. Se entiende que existe igualdad de situaciones cuando no median diferencias, excepto aquellas permitidas por las normas vigentes. Este principio se aplica también a las relaciones que el servidor público mantenga con sus compañeros de trabajo.

Artículo 20: Ejercicio adecuado del cargo.

El ejercicio adecuado del cargo involucra el cumplimiento del presente Código, así como las acciones encaminadas a la observancia de sus subordinados.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos, mediante el uso de su cargo, autoridad, influencia o apariencia de influencia, no debe obtener ni procurar beneficios o ventajas indebidas, para sí o para otros.

Asimismo, con motivo o en ocasión del ejercicio de sus funciones, no debe adoptar represalia de ningún tipo o ejercer coacción alguna contra servidores públicos u otras personas, que no emane del estricto ejercicio del cargo.

Artículo 21: Acumulación de cargos.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos que desempeñe un cargo en la Superintendencia de tiempo completo, no ejercerá otro cargo público remunerado en el ámbito nacional, provincial o local, sin perjuicio de las excepciones que establezcan y regulen regímenes especiales.

Artículo 22: Uso adecuado de los bienes de la Superintendencia.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe proteger y conservar los bienes de la Superintendencia. Debe utilizar los que le fueran asignados para el desempeño de sus funciones de manera racional, evitando su abuso, derroche o desaprovechamiento.

Tampoco puede emplearlos o permitir que otros lo hagan para fines particulares o propósitos que no sean aquellos para los cuales hubieran sido específicamente destinados. No se consideran fines particulares las actividades que, por razones protocolares, el funcionario deba llevar a cabo fuera del lugar u horario en los cuales desarrolla sus funciones.

Artículo 23: Uso adecuado del tiempo de trabajo.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe usar el tiempo oficial en un esfuerzo responsable para cumplir con sus quehaceres. Debe desempeñar sus funciones de una manera eficiente y eficaz y velar para que sus subordinados actúen de la misma manera. No debe fomentar, exigir o solicitar a sus subordinados que empleen el tiempo oficial para realizar actividades que no sean las que requieran para el desempeño de los deberes a su cargo.

El funcionario público de la Superintendencia de Bancos no podrá prestar servicios de cualquier índole a las instituciones reguladas por la Superintendencia de Bancos en su tiempo libre y mucho menos en su tiempo remunerado.

Artículo 24: Colaboración.

Ante situaciones extraordinarias, el servidor público de la Superintendencia de Bancos debe realizar aquellas tareas que por su naturaleza o modalidad no sean las estrictamente inherentes a su cargo, siempre que ellas resulten necesarias para mitigar, neutralizar o superar las dificultades por las que atraviese la institución.

Artículo 25: Uso de información.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe abstenerse de difundir toda información que hubiera sido calificada como confidencial o reservada conforme a las disposiciones vigentes de la Superintendencia de Bancos. No debe utilizar, en beneficio propio o de terceros o para fines ajenos al servicio, información de la que tenga conocimiento con motivo o en ocasión del ejercicio de sus funciones y que no esté destinada al público en general.

No debe prestarse para ser medio de difusión de información falsa, tendenciosa o de cualquier forma inadecuada.

Artículo 26: Obligación de comunicar a autoridades irregularidades.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe comunicar a su superior jerárquico inmediato los actos de los que tuviera conocimiento con motivo o en ocasión del ejercicio de sus funciones y que pudieran, a su juicio, causar perjuicio a la Superintendencia de Bancos o constituir un delito o violaciones a cualquiera de las disposiciones contenidas en el presente Código.

El superior jerárquico compilará todos los datos que sean conducentes y en el evento que descubra que se ha cometido un delito de aquellos en se debe proceder de oficio, lo denunciará ante las autoridades competentes, para que se proceda al juzgamiento del culpable o culpables.

Artículo 27: Dignidad y decoro.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe observar una conducta digna y decorosa, actuando con sobriedad y moderación. En su trato con el público y con los demás funcionarios, debe conducirse en todo momento con respeto y corrección.

Este decoro alcanzará su vestuario, el cual en todo momento debe revestir la sobriedad que su cargo le impone.

Artículo 28: Honor.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos al que se le impute la comisión de un delito, debe facilitar la investigación e implementar las medidas administrativas y judiciales necesarias para esclarecer la situación a fin de dejar a salvo su honra y la dignidad de su cargo.

Artículo 29: Tolerancia.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe observar, frente a las críticas del público y de la prensa, un grado de tolerancia superior al que, razonablemente, pudiera esperarse de un ciudadano común.

Artículo 30: Equilibrio.

El servidor público de la Superintendencia de Bancos debe actuar, en el desempeño de sus funciones, con sentido práctico y buen juicio.

TÍTULO II**NORMAS CONDUCTA
A LA LUZ DE LOS PRINCIPIOS GENERALES**

Artículo 31: Las normas de conducta a que debe ajustarse el comportamiento del servidor público de la Superintendencia de Bancos en el desempeño de sus funciones, atendiendo a los PRINCIPIOS GENERALES Y PRINCIPIOS ESPECIALES del TÍTULO PRIMERO, se clasifican en:

1. Normas éticas de actuación.
2. Normas que imponen restricciones en cuanto al uso de la información disponible.

CAPÍTULO I**DE LAS NORMAS ÉTICAS DE ACTUACIÓN**

Artículo 32: De la debida actuación: El servidor público de la Superintendencia de Bancos deberá:

1. Realizar las funciones que le sean atribuidas con absoluto respeto a la Ley, de forma imparcial y objetiva, ateniéndose a las instrucciones recibidas por sus respectivos superiores jerárquicos. Cuando un funcionario de la Superintendencia de Bancos considere que una orden o instrucción recibida no se acomoda a las disposiciones legales o reglamentarias de aplicación, deberá, por escrito, hacerlo observar a su superior (de quien la haya recibido), antes de llevarla a cabo, y, si éste ratificara lo mandado por escrito, la cumplirá, quedando exento de responsabilidad disciplinaria. No obstante ello el mandato superior no exime de responsabilidad al funcionario que ejecuta un acto de infracción manifiesta de un precepto constitucional o legal.
2. Presentar declaración jurada de valores o bienes al momento de tomar posesión del cargo y al momento de abandonarlo cuando el cargo que desempeña sea de Director, Secretario General y Superintendente de Bancos, o cualquier otro funcionario que el Superintendente de Bancos determine, al momento de su contratación.

3. Promover en su actuación la igualdad de oportunidades de todos los regulados en general, respetando, además, la integridad del sistema bancario.
4. Deberá respetar, al momento de la tramitación, el orden en que los despachos hayan tenido entrada, siempre que se trate de asuntos de naturaleza homogénea.
5. Colaborar de forma diligente en los procesos de evaluación y aprovecharán con rendimiento cuantos cursos y actividades se incluyan en los planes de formación.
6. Declararse impedido en todos aquellos casos en los que pudiera presentarse conflicto de intereses.

Se entiende que hay conflicto de intereses, cuando existe:

- a. Interés personal en el asunto de que se trate, o en otro cuya resolución pudiera influir la de aquél,
- b. Cuestión litigiosa pendiente con algún interesado.
- c. Consanguinidad dentro del segundo grado o afinidad dentro del primer grado con cualquiera de los interesados, con ejecutivos de entidades bancarias o fiduciarias, y también con los asesores, representantes legales o mandatarios que intervengan en el procedimiento de que se trate.
- d. Dictamen previo emitido en calidad de perito o testigo en el procedimiento de que se trate.
- e. Cualquier otra circunstancia que comprometa la voluntad del funcionario de la Superintendencia de Bancos.

Para salvaguardar la debida independencia con la que se debe actuar frente a terceros, el servidor público de la Superintendencia de Bancos deberá informar a su superior jerárquico inmediato de aquellas circunstancias que puedan afectar su actuación independiente. Este podrá ordenar a las personas en quienes se dé alguna de las circunstancias señaladas que se abstengan de toda intervención en las actuaciones que se estén llevando a cabo.

Artículo 33: Conductas Impropias: De acuerdo con las normas anteriores, el servidor público de la Superintendencia de Bancos en ningún caso podrá:

- a. Conceder un trato de favor a cualquier persona interesada, cuando de ello pueda derivarse un perjuicio para otras, o para la propia Superintendencia de Bancos.

- b. Solicitar o aceptar cualquier regalo, favor, préstamo, servicio o cualquier otra prestación económica en condiciones especialmente ventajosas de cualquier persona interesada, siempre que tengan carácter significativo, de manera que puedan verse comprometidos los principios éticos aquí consagrados.

Quedan exceptuados de la prohibición establecida en el presente acápite:

b.1 Los reconocimientos protocolares recibidos de gobiernos, organismos internacionales o entidades sin fines de lucro, en las condiciones en las que la Ley o la costumbre oficial admitan esos beneficios.

b.2 Los gastos de viaje y estadía recibidos de gobiernos, instituciones de enseñanza o entidades sin fines de lucro, para el dictado de conferencias, cursos o actividades académico-culturales, o la participación en ellas, siempre que ello no resultara incompatible con las funciones del cargo o prohibido por normas especiales.

b.3 Los regalos o beneficios que por su valor exiguo, según las circunstancias, no pudieran razonablemente ser considerados como un medio tendiente a afectar la recta voluntad del servidor público.

Cualquier duda que tenga un funcionario sobre la aceptación o no de determinado regalo o invitación, deberá consultarlo con su jefe inmediato.

- c. Designar parientes, por esa sola condición, para que presten servicios en la Superintendencia de Bancos.
- d. Negociar o aceptar una oferta de trabajo realizada por una persona o entidad privada sobre la que se estén realizando actuaciones o procedimientos concretos de verificación, autorización, supervisión prudencial, inspección o sanción en los que esté participando hasta que éstos hayan finalizado. Para salvaguardar la independencia que debe presidir su actuación el servidor público de la Superintendencia de Bancos deberá poner en conocimiento del superior jerárquico inmediato toda oferta de cualquier persona interesada cuando concurren dichas circunstancias, tan pronto como ésta se produzca. En este evento y antes de terminar su relación con la Superintendencia de Bancos, la persona de quien se trate podrá ser destinada a prestar distintos servicios dentro de la Superintendencia de Bancos de forma tal que durante el transcurso del período de preaviso no tenga acceso a procedimientos o actuaciones de la Superintendencia de Bancos que puedan comprometer su imparcialidad.
- e. Actuar a través de interpuesta persona para lograr algún beneficio de la Superintendencia de Bancos.

CAPÍTULO II
NORMAS QUE IMPONEN RESTRICCIONES
EN CUANTO AL USO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Artículo 34: Secreto Profesional: La información obtenida por el servidor público de la Superintendencia de Bancos en el ejercicio de sus funciones estará sujeta al secreto profesional y no podrá ser divulgada o comunicada a ninguna persona o autoridad salvo que se trate de autoridad competente y siguiendo las instancias correspondientes.

La obligación de la reserva que afecta a dicha información subsistirá aun cuando el servidor público de la Superintendencia haya dejado de prestar sus servicios en la misma.

Artículo 35: Información Privilegiada: El servidor Público de la Superintendencia de Bancos está obligado a guardar riguroso secreto respecto de toda aquella información que tenga el carácter de privilegiada de acuerdo con lo establecido en el Artículo 84 del Decreto Ley No. 9 de 1998, los Acuerdos 2-70 y 6-73 de la Comisión Bancaria Nacional (hoy día, Superintendencia de Bancos), y sobre cualquier otra información que sea calificada como privilegiada por la Superintendencia de Bancos.

TÍTULO IV
RÉGIMEN DISCIPLINARIO

Artículo 36: Incumplimiento de las normas de conducta.

El respeto a las normas de conducta contenidas en el presente Código se considerará parte de las obligaciones asumidas por el servidor público de la Superintendencia de Bancos en sus nombramientos y respectivos contratos de trabajo. Su infracción será sancionada conforme a los artículo 137 del Decreto Ley No. 9 de 1998 y al Reglamento Interno de Trabajo, cuando proceda su aplicación, sin perjuicio de las responsabilidades administrativas y penales que de dichos incumplimientos pudieran derivarse.

Por su especial relevancia en relación con las funciones desarrolladas por el servidor público de la Superintendencia de Bancos, se hace expresa referencia en este Código a las responsabilidades penales derivadas de la infidelidad en la custodia de documentos y de uso de información privilegiada (*Artículos 4 y 8 de la Ley No. 42 de 2 de octubre de 2000; Artículo 166 y siguientes, y los Artículos 335 y 337 del Código Penal de Panamá*).

ARTÍCULO 37: Las normas del Código de Ética de la Superintendencia de Bancos se aplicarán de forma supletoria al Reglamento Interno de la Superintendencia de Bancos.

ARTÍCULO 38: La presente Resolución General empezará a regir a partir de su promulgación en la Gaceta Oficial.

Dado en la ciudad de Panamá, a los dieciocho (18) días del mes de julio de dos mil dos (2002).

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

DELIA CARDENAS
Superintendente de Bancos

MINISTERIO DE EDUCACION
RESUELTO N° 1197
(De 18 de julio de 2002)

LA MINISTRA DE EDUCACIÓN
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO

Que la Licenciada ESTRELLA ENDARA, mujer, panameña, mayor de edad, con cédula de identidad personal N° 8-210-2168, con oficinas profesionales ubicadas en Calle 4ta. Parque Lefevre, Edificio Decolage, Distrito y Provincia de Panamá, lugar donde recibe notificaciones personales y judiciales, en ejercicio del Poder Especial conferido por el Señor FELIPE ARIEL RODRÍGUEZ, varón, panameño, mayor de edad, con cédula de identidad personal número 4-115-127, con domicilio en Ave. Martín Luther King, Hato Pintado, Duplex L-4, en su condición de Presidente y Representante Legal de la Asociación denominada "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ", inscrita a la Ficha C-17409, Documento 225319, ha solicitado a esta Superioridad el reconocimiento de la Asociación denominada "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ", como Institución Educativa sin fines de lucro;

Que la "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ" cumple con todos los requisitos que exige el literal (a) parágrafo Uno, del Artículo 697 del Código Fiscal, reglamentado por el Decreto Ejecutivo N° 107 de 24 de junio de 1999, por el cual se reglamenta la aprobación de las instituciones educativas sin fines de lucro, por parte del Ministerio de Educación.

Que para sustentar su petición el interesado ha aportado los siguientes documentos:

- Poder y solicitud mediante Apoderado Legal.
- Escritura Pública N° 5822 de 20 de abril de 2001, expedida por la Notaría Décima del Circuito, por medio de la cual se le confiere Personería Jurídica a la entidad denominada "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ".

- *Certificación expedida por el Registro Público fechada el veintinueve de abril de dos mil dos, mediante la cual se hace constar la existencia y vigencia de la Asociación denominada "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ".*
- *Planes y Programas de Actividades que realiza la "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ"*

Que del examen de la documentación aportada, ha quedado debidamente establecido que el referido organismo cumple con los requisitos y formalidades exigidas por la ley;

RESUELVE:

ARTICULO PRIMERO: *Reconócese a la Asociación denominada "FUNDACIÓN EMPRETEC PANAMÁ" como Institución Educativa sin fines de lucro, para los efectos que establece el Artículo 697, literal (a), párrafo Uno del Código Fiscal, reglamentado por el Decreto Ejecutivo N° 107 de 24 de junio de 1999.*

ARTICULO SEGUNDO: *El presente Resuelto regirá a partir de su firma.*

FUNDAMENTO DE DERECHO: *Literal (a), párrafo Uno del Artículo 697 del Código Fiscal, reglamentado por el Decreto Ejecutivo No. 107 de 24 de junio de 1999.*

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE.

DORIS R. DE MATA
Ministra de Educación

ADOLFO A. LINARES F.
Viceministro de Educación

**AUTORIDAD NACIONAL DEL AMBIENTE
RESOLUCION N° AG-0330-2002
(De 17 de julio de 2002)**

**EL SUSCRITO ADMINISTRADOR GENERAL DE LA
AUTORIDAD NACIONAL DEL AMBIENTE, EN USO DE SUS
FACULTADES LEGALES, Y**

CONSIDERANDO:

Que a través de la Ley No. 41 1 de Julio de 1998, se dicta Ley General de Ambiente de la República de Panamá, y se crea la Autoridad Nacional del Ambiente, como la Entidad rectora en materia de recursos naturales y el ambiente, atribuyéndole a esta institución, la facultad de emitir las resoluciones y las normas técnicas y administrativas para la ejecución de la política nacional del ambiente y de los recursos naturales renovables, vigilando su ejecución de manera que se prevenga la degradación ambiental.

Que mediante la Ley No. 8 de julio de 1985, se establece el Parque Natural Metropolitano, concibiéndolo como patrimonio nacional, el cual estará regido por un Patronato, que tendrá personería jurídica y será nombrado y orientado por el Órgano Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Desarrollo Agropecuario (MIDA), funciones actualmente adscritas a la Autoridad Nacional del Ambiente.

Que el día 10 de mayo del presente año, y previa convocatoria en regla, se efectuó reunión extraordinaria del Patronato del Parque Natural Metropolitano, con el objeto de elegir los nuevos integrantes de la Junta Directiva de éste, para el período comprendido del año 2002 al 2004.

Que una vez realizadas las postulaciones correspondientes, y previo examen de los votos escrutados, se designó su Junta Directiva.

Que de acuerdo a lo normado en el Artículo 5, de la Ley No. 8 de 15 de julio de 1985, el cual señala que este Patronato actuará a través de la Autoridad Nacional del Ambiente, corresponde a esta Entidad, ratificar la nueva Junta Directiva del mismo.

RESUELVE:

PRIMERO: **RATIFICAR** la Junta Directiva del Patronato del Parque Natural Metropolitano, para el período del 2002 al 2004, al cual estará integrada así:

Director Ejecutivo	NÉSTOR CORREA
Vice - Presidente	RAÚL GASTEAZORO
Secretario	LORNA CONLIFFE
Tesorero	DOROTHY WILSON

SEGUNDO: **COMUNICAR**, el contenido de la presente Resolución.

TERCERO: La presente Resolución entrará a regir a partir de su publicación en la Gaceta Oficial.

DERECHO: Ley No. 41 del 1 de julio de 1998; "General de Ambiente", Ley No. 8 del 5 de julio de 1985; "Por la cual se establece el Parque Natural Metropolitano".

Dada en la ciudad de Panamá, a los diecisiete (17) días del mes de julio del año 2002.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE

RICARDO R. ANGUIZOLA M.
Administrador General

DEFENSORIA DEL PUEBLO RESOLUCION N° 3 (De 19 de julio de 2002)

Por medio de la cual se aprueba el Código de Ética de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo

CONSIDERANDO

Que a fin de dar cumplimiento al artículo 27 de la Ley N°6, de 22 de enero de 2002, por medio de la cual se dictan "normas para la transparencia en la Gestión Pública, establece la Acción de Habeas Data y otras disposiciones, mediante la Resolución N° 2, de 13 de marzo de 2002, se aprobó como Código de Ética provisional de la Defensoría del Pueblo, el Código de Ética del servidor público establecido por la Junta Técnica de la Carrera Administrativa a través de la Resolución N° 3, de 16 de abril de 1999.

Que luego de un intenso proceso de consulta de un número apreciable de Códigos de Ética y Códigos de Conducta de servidores públicos de distintos países de

América, y con la participación de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo de Panamá, hemos concluido la elaboración de un Código de Ética propio, que guíe el correcto proceder que debemos tener en el cumplimiento de nuestras funciones.

Que resulta un derecho fundamental de la ciudadanía el contar con una buena administración pública, en la cual se tenga confianza por su transparencia, eficiencia, eficacia y proceder ético de los que se desempeñan en las distintas instituciones que la integran.

Que en el cumplimiento de la función pública no resulta suficientemente meritoria una buena ejecución, si no se encuentra sustentada en sólidos principios éticos.

Que los Códigos de Ética establecen los principios éticos y las pautas de conducta que debe seguir, permanentemente, cada servidores públicos en el ejercicio de sus funciones, asumidas como un compromiso personal que obliga en lo más íntimo de su ser, con él mismo, con Panamá y con todos los ciudadanos.

Que los Códigos de Ética constituyen un instrumento didáctico para que el servidor público tenga un modelo a seguir en el cumplimiento de sus funciones, y para que los ciudadanos puedan vigilar su cumplimiento y pedir cuentas a quien no lo cumpla.

Que existe una profunda convicción de que la ausencia de principios y valores éticos en la Administración Pública es uno de los males que mayor daño produce y erosiona la confianza de la sociedad civil en las instituciones del sistema democrático.

Que los Códigos de Ética de los servidores públicos constituyen un intento de respuesta a la problemática de la crisis de valores morales en la sociedad, que representa una de las causas de la corrupción.

Que como parte de las estrategias de combate a la corrupción, los Códigos de Ética constituyen instrumentos para inducir actitudes más responsables, transparentes y honestas, así como para prevenir, disuadir y detectar conductas indeseables por parte de los servidores públicos.

RESUELVE

Artículo Primero: APRUÉBASE el Código de Ética de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo, cuyo texto es el siguiente:

CÓDIGO DE ÉTICA DE LA DEFENSORÍA DEL PUEBLO

CAPÍTULO I

FIN DE LA FUNCIÓN PÚBLICA

Artículo 1. Bien Común:

El fin de la función pública es el bien común reconocido por la Constitución y la ley.

CAPÍTULO II**OBJETO Y ALCANCE****Artículo 2. Objeto:**

El presente código tiene por objeto fundamental establecer las normas de conducta que conforme a los principios éticos que han de regir el ejercicio de las función pública, deben observar los servidores públicos que se desempeñen en la Defensoría del Pueblo en todos los niveles y jerarquías, en forma temporal o permanente, remunerada u honoraria.

Artículo 3. Alcance:

El presente código guía la conducta de todos los funcionarios públicos de la Defensoría del Pueblo, en sus actividades laborales y en las de carácter oficial con ocasión del ejercicio de su función pública, cualquiera sea la denominación del puesto o jerarquía que ostente dentro o fuera del país.

Artículo 4. Compromiso:

Ser servidor público de la Defensoría del Pueblo, bajo cualquiera modalidad, implicará tomar conocimiento del presente código, asumir el compromiso de su fiel cumplimiento y de informar de los hechos contrarios al mismo de que se tenga conocimiento.

CAPÍTULO III**DEFINICIONES****Artículo 5. Concepto de servidor o funcionario público:**

Para efectos de este código, se entiende como servidor o funcionario público de la Defensoría del Pueblo, a toda persona natural que participe ocasional o permanentemente del ejercicio de funciones en la Defensoría del Pueblo.

Artículo 6. Concepto de función pública:

Para los efectos de este código, la función pública se entiende como toda aquella actividad que realiza la Defensoría del Pueblo con miras a obtener la satisfacción del interés público en lo referente a la protección, defensa y promoción de los derechos consagrados en la Constitución Política de la República de Panamá, así como los derechos previstos en los Convenios Internacionales de Derechos Humanos y la Ley.

CAPÍTULO IV

PRINCIPIOS ÉTICOS DE LOS SERVIDORES PÚBLICOS

Artículo 7. Principios rectores:

Para los efectos de este Código, sin orden de prelación, son principios rectores de las acciones y conductas de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo, los siguientes:

- a) **La honestidad:** Atributo que refleja el recto proceder del individuo. Exige actuar teniendo en cuenta siempre que los fines públicos excluyen cualquier comportamiento que atente directamente contra el interés colectivo.
- b) **La transparencia:** Es la ejecución diáfana de los actos del servicio público. Implica que éstos tienen un carácter público y, por lo tanto, son de libre acceso al conocimiento de los ciudadanía.
- c) **La vocación de servicio:** Es la entrega diligente a las tareas asignadas. Implica disposición para dar oportuna y esmerada atención a los requerimientos y trabajos encomendados, apertura y receptividad para encausar cortésmente las peticiones, demandas, quejas y reclamos del público, así como el contestarlos pronta y oportunamente.
- d) **La responsabilidad:** Disposición y diligencia en el cumplimiento de las competencias, funciones y tareas encomendadas, así como la permanente disposición a rendir cuentas de su gestión y a asumir las consecuencias de la conducta pública sin excusas de ninguna naturaleza, cuando se requiera o considere obligante en razón de sus funciones.
- e) **La eficiencia:** Es la capacidad para lograr un fin empleando los mejores medios posibles.
- f) **La eficacia:** Es la realización de las actuaciones al menor costo para los ciudadanos, en el menor tiempo posible y con el logro óptimo de los objetivos planteados.
- g) **La probidad:** Es la disposición a obrar con rectitud y honradez, desechando todo provecho o ventaja ilícita para sí o para un tercero.
- h) **La integridad:** Es la disposición a actuar moralmente y conforme a las normas legales vigentes.
- i) **La disciplina:** Significa la observancia y el estricto cumplimiento de las normas administrativas y del Reglamento Interno por parte de los servidores públicos en el ejercicio de su cargo.

- j) **La equidad:** Obliga a los servidores públicos a actuar, respecto de las personas que demandan o solicitan sus servicios, sin ningún tipo de preferencias y sin consideración de género, religión, etnia, posición social y económica u otra característica ajena al fondo del asunto y a la justicia.
- k) **La tolerancia:** Es aceptar que los demás sean, piensen y actúen de manera distinta a la nuestra.
- l) **El respeto:** Es la atención y consideración para con los demás y consigo mismo, cuidando de no mellar la dignidad.
- m) **La objetividad:** Es actuar de forma desinteresada y desapasionada.
- n) **El decoro:** Impone el respeto para sí y para los ciudadanos que recurran en solicitud de atención o demanda de algún servicio.
- ñ) **La confidencialidad:** Es el debido cuidado en el manejo de la información.
- o) **La lealtad:** Manifestación permanente de fidelidad que se traduce en solidaridad para con la institución y sus miembros.
- p) **La puntualidad:** Es el cumplimiento de los compromisos contraídos, las tareas, encargos y trabajos asignados dentro de los lapsos establecidos o convenidos. Es la precisión y exactitud en el cumplimiento de los horarios para el desarrollo de las actividades ordinarias y extraordinarias relacionadas con sus labores.
- q) **La pulcritud:** Es el adecuado manejo y uso de los bienes del Estado, la preocupación por el ambiente físico de trabajo y por el adecuado mantenimiento de las infraestructuras y de los bienes estatales, de manera que se evite un nivel de deterioro superior al que provenga de su correcto uso. Implica también la decorosa presentación personal de los servidores al servicio de la Defensoría del Pueblo.

CAPÍTULO V

DEBERES DE LOS SERVIDORES PÚBLICOS

Artículo 8: Deber de honestidad:

El servidor público deberá practicar la honestidad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Mostrando la rectitud e integridad de su conducta, escogiendo siempre, cuando esté delante de dos opciones la mejor y más ventajosa para el bien común.

- b) Rechazando los regalos, invitaciones, favores, dádivas, pago de viajes o cualquier clase de halagos, beneficios materiales o inmateriales, ofrecidos por personas que han solicitado la gestión de la Defensoría del Pueblo o por autoridades y servidores públicos a los que la Defensoría le es dable investigar o inquirir sobre sus actos u omisiones.
- c) Absteniéndose en forma absoluta de ejercer sus funciones o autoridad con fines distintos al interés público. En ninguna circunstancia deberá vincular su vida privada con el desempeño del cargo que ejerce, ni utilizarlo para beneficio, hostigamiento, acoso o seducción de cualquier tipo.
- d) Absteniéndose de celebrar contratos con Instituciones del Estado, en calidad de contratista o proveedor, por sí o por interpuesta persona.
- e) Inhibiéndose de conocer o participar por sí o por interpuesta persona en asuntos en los cuales se tenga directa o indirectamente especial interés.
- f) Utilizando los datos e informaciones de que disponga debido al ejercicio de sus funciones, competencias, labores o empleos, sólo para fines institucionales.
- g) Privándose de utilizar tiempo de la jornada de trabajo, personal o recursos, para fines ajenos a los institucionales.

Artículo 9. Deber de transparencia:

El servidor público deberá practicar la transparencia en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Ajustando su conducta al derecho que tiene la sociedad de estar informada sobre la actividad de la institución.
- b) Toda persona tiene derecho a conocer la verdad. El servidor público no debe omitirla o falsearla, en menoscabo de lo establecido en la ley.
- c) La transparencia en los actos del servicio público exige, en especial, que la información de que dispongan los despachos y dependencias públicas ha de considerarse susceptible de acceso a toda persona natural o jurídica que tenga interés legítimo sobre el asunto. La reserva como excepción deberá ser expresamente declarada y fundamentada en razones debidamente establecidas en la Ley.
- d) El Departamento de Compras deberán publicar mensualmente en la página web de la Defensoría del Pueblo una relación de los bienes adquiridos y servicios contratados, el objeto y valor de tales bienes y

servicios, su destino, el nombre del adjudicatario, así como las licitaciones declaradas desiertas. La relación se hará en lenguaje sencillo y asequible al ciudadano común.

Artículo 10. Deber de vocación de servicio:

El servidor público deberá practicar la vocación de servicio en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Desempeñando su cargo en función de las obligaciones que les confiere, utilizando todos sus conocimientos y su capacidad física e intelectual, con el fin de obtener los mejores resultados.
- b) Actuando permanentemente con solidaridad, respeto, cordialidad, tolerancia y consideración para con el público.
- c) Solicitando a su superior, se le informe las funciones, los deberes, los procedimientos, la ubicación jerárquica y los canales regulares de comunicación propios del cargo que ha de ejercer.

Artículo 11. Deber de responsabilidad:

El servidor público deberá practicar la responsabilidad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Reconocer sus limitaciones al momento de realizar actividades de servicio público, en especial cuando se trate de contacto directo con el usuario y solicitar, si fuere necesario la debida capacitación y colaboración en el área donde lo requiera.
- b) Cumplir los compromisos contraídos con las personas que acudan en solicitud de la debida prestación de servicios.
- c) Ser fiel y permanente vigilante de los documentos, bienes e intereses que le han sido confiados.

Artículo 12. Deber de eficiencia

El servidor público deberá practicar la eficiencia en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Utilizando el tiempo laboral responsablemente, realizando siempre el mejor esfuerzo, en la forma más productiva posible, por lo que deberá ejecutar las tareas propias del cargo con el esmero, la intensidad y el cuidado apropiados.
- b) Aportando la iniciativa necesaria para encontrar y aplicar las formas más eficientes y económicas de realizar las tareas, así como para agilizar y mejorar los sistemas administrativos y de atención a los usuarios, debiendo hacer del conocimiento de los superiores, las sugerencias y recomendaciones que proponga, así como participar activamente en la toma de decisiones.

- c) Contribuyendo y velando por la protección y conservación de todos los bienes que conforman el patrimonio institucional, estén o no bajo su custodia. El servidor público de la Defensoría del Pueblo es un simple depositario de los bienes públicos por lo que está obligado a cuidarlos responsablemente y a entregarlos cuando corresponda.
- d) Haciendo uso razonable de los materiales y bienes que reciba para el desempeño de labores, procurando el rendimiento máximo y el ahorro en el uso de esos recursos.

Artículo 13. Deber de eficacia:

El servidor público deberá practicar la eficacia en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Las direcciones colaborarán entre sí y se prestarán toda la atención e información necesaria, que posibiliten el mejor cumplimiento de lo prescrito en el presente Código.
- b) En caso de aglomeración de público en espera de que se le atienda, los jefes deberán organizar el trabajo de los funcionarios, adoptando las medidas necesarias para resolver prontamente la situación.
- c) El uso de los recursos tecnológicos que la Institución pone a su alcance, así como la disposición a ser capacitado para el logro de mejores resultados en su aplicación, será práctica regular.

Artículo 14. Deber de probidad:

El servidor público deberá practicar la probidad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Desempeñando sus funciones con prudencia, integridad, honestidad, decencia, seriedad, moralidad, ecuanimidad y rectitud.
- b) Actuando con honradez tanto en ejercicio de su cargo como en el uso de los recursos institucionales que le son confiados por razón de su función.
- c) Repudiando, combatiendo y denunciando toda forma de corrupción.

Artículo 15. Deber de integridad:

El servidor público deberá practicar la integridad en el ejercicio de sus funciones con apego al siguiente criterio:

- a) Procediendo en el desarrollo de sus funciones con honradez, rectitud, dignidad, decoro, poniendo en la ejecución de sus labores toda su capacidad, conocimiento y experiencia laboral. En cualquier circunstancia deberá actuar de tal forma que su conducta genere y fortalezca la confianza de la sociedad sobre su integridad y prestigio propio y de la Defensoría del Pueblo

Artículo 16. Deber de disciplina:

El servidor público deberá practicar la disciplina en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Acatando las órdenes superiores, sin menoscabo del cumplimiento del ordenamiento jurídico establecido ni la negación de los valores inherentes a la condición humana.
- b) Respetando las prácticas administrativas y el Reglamento Interno.
- c) Cuando no compartiere los criterios de las órdenes recibidas, dará cumplimiento a las mismas dejando constancia de su inconformidad ante su superior inmediato. Sólo podrá exceptuarse de su acatamiento por ilegalidad o cuando un conflicto de intereses o derechos le afecte directamente.
- d) El incumplimiento de órdenes recibidas no podrá justificarse alegando un beneficio mayor para la institución, ni por el acatamiento de órdenes superiores.
- e) Absteniéndose de abandonar su lugar de trabajo sin estar debidamente autorizado, así como tampoco extraer documentación o información reservada para uso único y exclusivo de la Defensoría del Pueblo.

Artículo 17. Deber de equidad:

El servidor público deberá practicar la equidad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Todo aquel que solicite o demande atención o servicio por ante un servidor público deberá recibir un tratamiento imparcial y objetivo.
- b) La prestación del servicio se debe en igual cantidad o calidad a todos los usuarios, concediendo la misma oportunidad a todos y cada uno de ellos. Estarán justificados sólo aquellos tratamientos especiales por razones de urgencia.
- c) Para la justa y correcta prestación del servicio, el servidor público deberá estar permanentemente consciente de que su trabajo está regido por el interés de ser útil a quien demande un servicio, sin considerar condición social, política, económica, religiosa, étnica, o de cualquier otro orden, respetando fielmente sus derechos individuales.
- d) La actitud asumida por el servidor público en los actos del servicio no debe permitir que odios, simpatías, antipatías, caprichos, presiones o intereses de orden personal o grupal interfieran en el trato con la ciudadanía, autoridades o miembros de la Defensoría del Pueblo

Artículo 18. Deber de tolerancia:

El servidor público deberá practicar la tolerancia en el ejercicio de sus funciones con apego al siguiente criterio:

- a) Por estar sujeto al escrutinio público, observando frente a las críticas de la ciudadanía y los periodistas, un alto grado de comprensión

Artículo 19. Deber de respeto:

El servidor público deberá practicar el respeto en el ejercicio de sus funciones con apego al siguiente criterio:

- a) Siendo justo, cuidadoso, respetuoso, amable, culto y considerado en su relación con la ciudadanía y sus compañeros.

Artículo 20. Deber de objetividad:

El servidor público deberá practicar la objetividad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Emitiendo juicios veraces y objetivos sobre asuntos inherentes a sus funciones.
- b) Evitando la influencia de criterios subjetivos o de terceros no autorizados.
- c) Haciendo caso omiso de rumores, anónimos y en general de toda fuente de desinformación que afecte la honra o la toma de decisiones.

Artículo 21. Deber de decoro:

El servidor público deberá practicar el decoro en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Evitar los excesos en todo momento, lugar y circunstancia, manteniendo una conducta acorde con las normas jurídicas y buenas costumbres socialmente establecidas.
- b) Absteniéndose de practicar tertulias, juegos, bromas o conversaciones telefónicas ajenas a sus labores.
- c) El tratamiento al ciudadano, autoridades y entre miembros de la Defensoría del Pueblo será en todo momento respetuoso y se evitará utilizar familiaridades y toda suerte de lenguaje que no esté en consonancia con la seriedad y formalidad del caso.

Artículo 22. Deber de confidencialidad:

El servidor público deberá practicar la confidencialidad en el ejercicio de sus funciones con apego al siguiente criterio:

- a) Guardando discreción y reserva sobre los documentos, hechos e informaciones a las cuales tenga acceso o conocimiento como

consecuencia del ejercicio o con motivo del ejercicio de las funciones, independientemente de que el asunto haya sido calificado o no como confidencial por el superior.

Artículo 23. Deber de lealtad:

El servidor público deberá practicar la lealtad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Comunicando inmediatamente a sus superiores cualquier acto contrario a las disposiciones de este Código, así como rechazando las presiones de superiores jerárquicos, contratantes, interesados o cualquiera que desee obtener favores, ventajas o beneficios indebidos mediante acciones irregulares, ilegales o inmorales.
- b) Manteniendo una actitud que permita fortalecer la solidaridad y confraternidad con sus compañeros de trabajo, mediante el respeto mutuo, el trato cordial y la tolerancia, permitiendo la armonía de la estructura organizacional.
- c) Divulgando entre sus compañeros de trabajo la existencia y el contenido de este Código de Ética e instando a su cabal cumplimiento.
- d) Poniendo inmediatamente en conocimiento de sus superiores, los daños causados a los bienes que por razón de sus funciones se le han asignado.
- e) Siendo fiel a los principios éticos expresados en el artículo 8 de este Código, buscando el cumplimiento de sus fines con plena conciencia de servicio a la colectividad.

Artículo 24. Deber de puntualidad:

El servidor público deberá practicar la puntualidad en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) Cumpliendo con los horarios de trabajo como han sido establecidos.
- b) Los servidores públicos encargados de atender al público comenzarán su horario de trabajo sin mayores dilaciones y extenderán sus labores hasta que se atiendan a todos los usuarios que se encuentren presentes en las instalaciones a la hora de conclusión de las actividades según el horario.
- c) Las pausas en el trabajo no deben prolongarse injustificadamente.

Artículo 25. Deber de pulcritud:

El servidor público deberá practicar la pulcritud en el ejercicio de sus funciones con apego a los siguientes criterios:

- a) La apariencia personal deberá ser de general aceptación, esmerándose en la medida en que sus posibilidades se lo permitan, en mantener el mayor cuidado posible en su vestimenta, así como el cumplimiento de las normas higiénicas básicas.
- b) Ser fiel y permanente vigilante de la preservación, el mantenimiento y la adecuada presentación de las instalaciones físicas y los bienes de la Defensoría del Pueblo.
- c) El establecimiento, el manejo y la conservación de archivos y registros merecerá especial cuidado, de manera que se facilite la búsqueda y ubicación de la información contenida en ellos.

CAPÍTULO VI

INCENTIVOS

Artículo 26. Valoración de la conducta:

La conducta de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo ajustada a los principios y las normas de este Código será referencia valorativa válida para la evaluación que se haga del servicio prestado por éstos.

Artículo 27. Reconocimientos:

Periódicamente en la Defensoría del Pueblo se publicarán cuadros de honor donde figurarán los servidores públicos que se hayan destacado en el cumplimiento de lo prescrito en este Código.

CAPÍTULO VII

IMPEDIMENTOS FUNCIONALES

Artículo 28. Conflicto de intereses:

A fin de preservar la independencia de criterio y el principio de equidad, los funcionarios de la Defensoría del Pueblo no pueden mantener relaciones ni aceptar situaciones en cuyo contexto sus intereses personales, laborales, económicos o financieros pudieran estar en conflicto con el cumplimiento de los deberes y funciones a su cargo.

Artículo 29. Excusación:

Los funcionarios de la Defensoría deben excusarse en todos aquellos casos en los que pudiera presentarse conflicto de intereses.

Artículo 30. Nepotismo y favoritismo:

En la Defensoría del Pueblo no podrán designarse parientes dentro del cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad. En ningún caso se harán nombramientos prescindiendo de los requisitos de idoneidad definidos para cada cargo.

CAPITULO VIII

SANCIONES

Artículo 31. Incumplimiento:

El incumplimiento de las disposiciones de este Código será sancionado de conformidad con lo establecido en el Régimen Disciplinario del Reglamento Interno de la Defensoría del Pueblo.

CAPÍTULO IX **COMISIÓN DE ÉTICA**

Artículo 32. Creación y funciones:

En la Defensoría del Pueblo funcionará una Comisión de Ética, con las siguientes funciones:

1. Divulgar y promover los principios y deberes establecidos en este código;
2. Seleccionar a los servidores públicos que se hayan destacado en el cumplimiento de lo prescrito en este Código;
3. Recibir y tramitar las denuncias que se presenten por el incumplimiento de las disposiciones del Código de Ética;
4. Resolver las excusas que presenten los funcionarios de la Defensoría en el trámite de un asunto, en atención al deber de separarse de su conocimiento por un eventual conflicto de intereses;
5. Conocer de todas las situaciones que constituyan un posible incumplimiento de las disposiciones de este código, y proponerle al Defensor o Defensora las sanciones correspondientes.

Artículo 33. Conformación:

La Comisión de Ética estará formada por cinco miembros: el o la Segundo(a) Adjunto(a) del Defensor o Defensora del Pueblo en calidad de Presidente(a), el o la Secretario(a) General, el o la Director(a) de Administración y Finanzas, el o la Director(a) de Orientación y Protección de Derechos Humanos y el o la Oficial de Derechos Humanos de mayor antigüedad.

CAPÍTULO X
PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Artículo 34. Acción ciudadana:

Todo ciudadano o ciudadana tiene derecho a denunciar ante la Comisión de Ética las irregularidades e infracciones que considere que han sido cometidas por los servidores de la Defensoría del Pueblo en violación de los preceptos establecidos en este Código. Igualmente podrán presentar recomendaciones que contribuyan a mejorar los deberes éticos de los servidores públicos de la Defensoría del Pueblo.

Artículo Segundo: Esta Resolución entrará en vigencia a partir de su firma.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en la ciudad de Panamá a los diecinueve (19) días del mes de julio de 2002.

JUAN ANTONIO TEJADA ESPINO
Defensor del Pueblo

CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMA
RESOLUCION Nº 27
(De 11 de julio de 2002)

Por medio del cual se introducen modificaciones en el Artículo # 32-9, del Capítulo IX de las disposiciones vigentes de la Oficina de Seguridad (Para la Prevención de Incendios) del Cuerpo de Bomberos de Panamá.

EL DIRECTOR GENERAL DE LA OFICINA DE SEGURIDAD
(PARA LA PREVENCIÓN DE INCENDIOS) DEL
CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMA

CONSIDERANDO:

1. *Que la Oficina de Seguridad (Para la Prevención de Incendios) del Cuerpo de Bomberos de Panamá, debe dentro de sus objetivos tener en consideración, los avances tecnológicos para el estudio y utilización de nuevos materiales, equipos y accesorios, teniendo siempre presente como objetivo salvaguardar la vida de la personas de los riesgos.*
2. *Que en cumplimiento con el Artículo 25-9 del Capítulo IX sobre Gases Comprimidos, se nos ha presentado la solicitud para el uso de tuberías de polietileno en las instalaciones soterradas conductoras de gas licuado.*
3. *Que después de haber efectuado los estudios y las consultas correspondientes con las Normas de las ASTM D-2513 y la NFPA - 58, hemos concluido que ésta tubería satisface nuestros objetivos de seguridad.*

RESUELVE:

1. *Adicionar al Artículo 32-9 del Capítulo IX sobre Gases Comprimidos, con la aprobación del uso de la Tubería de Polietileno, de fabricación norteamericana y sus correspondientes accesorios para las instalaciones **SOTERRADAS** de Gas Licuado, siempre y cuando cumplan a cabalidad con lo establecido en las Normas de la ASTM D-2513 y la NFPA - 58 en sus Capítulos 2-4; 2-4.2 (f); 2-4.3 (d) y 3-2.10.8.*
2. *Las tuberías deberán ser recomendadas para el uso con Gas L.P. y deberán estar marcadas en total concordancia con los requisitos de la Norma ASTM D-2513 y deberán incluir: el nombre ó marca del fabricante, índice dimensorial normalizado y el tamaño de la tubería, la designación polietileno (PE), fecha de fabricación y la designación D-2513.*
3. *Estas Tuberías deben estar instaladas a más y nunca menos 0.45 metros (18") de profundidad.*
4. *Las muestras de las tuberías a instalar en cada proyecto deben ser aprobadas previamente por la Oficina de Seguridad antes de su colocación.*

COMUNIQUESE Y CÚMPLASE

Dada en la ciudad de Panamá, a los once (11) días del mes de julio de dos mil dos. (2002)

Coronel LEOPOLDO MOJICA CASTRO
Director General de la Oficina de Seguridad
(Para la Prevención de Incendios) del
Cuerpo de Bomberos de Panamá

Teniente Coronel Ing. GASPR E. ORTIZ T.
Subdirector de la Oficina de
Seguridad

ORDEN GENERAL Nº 47
(De 17 de julio de 2002)

POR MEDIO DE LA CUAL EL COMANDANTE PRIMER JEFE DEL CUERPO DE BOMBEROS DE PANAMÁ EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y REGLAMENTARIAS APRUEBA EL CÓDIGO DE ÉTICA BOMBERIL.

CONSIDERANDO

La Comisión designada por este despacho para la elaboración del Código Ética Bomberil, ha presentado a nuestra consideración el proyecto del mismo.

Posterior a su revisión, hemos determinado, que cumple con todos los requisitos y expectativas referente a la Ética Bomberil e institucional.

El mismo proyecta el comportamiento ético y moral que deben tener los miembros del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1.

RESUELVE

PRIMERO: Aprobar en todas sus partes, el Código de Ética Bomberil para los miembros del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1, cuyo contenido es el siguiente:

CÓDIGO DE ÉTICA BOMBERIL

CAPITULO I

PROPÓSITO-CONCEPTO-DERECHOS

Artículo No.1 - Este reglamento tiene el propósito de establecer los preceptos de conducta y ética que regirán las actuaciones de los miembros activos del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1.

Artículo No.2 - Se entenderá por Ética Bomberil, los principios rectores de las acciones y conductas de los miembros activos del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1, dentro y fuera de la Institución.

Artículo No.3 - Todo miembro activo del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1, deberá cumplir sus funciones en base a los principios de DISCIPLINA, HONOR Y ABNEGACIÓN, para asegurar y exigir el fiel cumplimiento de los derechos que

como tal le conceden la Constitución, las leyes, el Reglamento General de los Cuerpos de Bomberos y el Reglamento Interno, tales como: el desarrollo profesional integral, una remuneración adecuada, oportunidades de promoción, ambiente de trabajo sano, seguro, armonioso y la estabilidad en el puesto de trabajo, entre otros.



CAPITULO II

DEBERES - OBLIGACIONES - SANCIONES

Artículo No.4 - Durante el ejercicio de la labor bomberil, los miembros de la Institución deberán cumplir con sus funciones, observando todos los deberes y obligaciones inherentes a la naturaleza de su cargo, acatando todas las disposiciones estipuladas en el Reglamento General y el Reglamento Interno.

Artículo No.5 - Todo (a) bombero (a) debe guardar lealtad, respeto y solidaridad con la Institución, superiores jerárquicos, compañeros y subordinados.

Artículo No.6 - El personal que integra la Institución deberá cumplir con sus funciones entendiendo que su papel como tal constituye un privilegio y un compromiso con el Estado y la ciudadanía en general.

Artículo No.7 - El (la) bombero (a) debe, en la más absoluta rectitud e integridad, ser responsable en el manejo de los recursos, fondos, documentos, bienes y cualquier otro valor confiado a su persona, evitando el mal uso o el despilfarro del patrimonio del Estado.

Artículo No.8 – Es deber de todo miembro de la Institución resolver toda petición, consulta, queja o reclamación que le corresponda, dentro del ámbito de su competencia, hecha por cualquier ciudadano, en el tiempo y en las condiciones estipuladas por la ley, el Reglamento General y el Reglamento Interno.

Artículo No.9 – El (la) bombero (a), cumplirá con sus funciones guardando la confidencialidad concerniente a la información que oficialmente no esté destinada al conocimiento general, a menos que dicha información contravenga los principios de la Constitución, las leyes, el Reglamento General y el Reglamento Interno o vaya en detrimento de la integridad física y moral de cualquier persona.

Artículo No.10 - Todo miembro del Cuerpo de Bomberos de Panamá, mientras esté en servicio o uniformado deberá abstenerse de participar en actividades de política partidista.

Artículo No.11 - Se deberá cumplir con las funciones inherentes al cargo con la más absoluta imparcialidad, sin discriminar a sus compañeros de trabajo, usuarios y público en general, en razón de su edad, raza, condición socioeconómica, nacionalidad, sexo, credo religioso o político.

Artículo No.12 - Los miembros de la Institución deberán respetar la integridad física, moral y la dignidad de sus compañeros de trabajo, usuarios y público en

general, además de cumplir sus funciones con toda la cortesía y la amabilidad que se merecen aquellas personas con las que deba relacionarse en el desempeño de las mismas.

Artículo No.13 - El (la) bombero (a) deberá responder por sus actos, para que la ciudadanía en general experimente confianza en él o a ella y en el servicio que presta.

Artículo No.14 - Durante el ejercicio de sus funciones el (la) bombero (a) cumplirá las mismas con todos sus conocimientos, habilidades y destrezas con prontitud, cuidado y seguridad de una manera eficiente y eficaz.

Artículo No.15 - La puntualidad es indispensable en el desempeño de la función bomberil, por lo que, el (la) bombero (a) deberá cumplir con sus funciones ejecutando sus tareas de acuerdo a las fechas y términos establecidos, asistiendo con puntualidad a su lugar de trabajo.

Artículo No.16 - El (la) bombero (a) deberá informar a sus superiores jerárquicos sobre los daños morales y/o riesgos que atenten contra la salud, seguridad propia, la de terceros y contra el prestigio e imagen de la Institución.

Artículo 17 - Los miembros de la Institución deberán brindar al Cuerpo de Bomberos de Panamá, información verás y objetiva acerca de su trayectoria laboral y demás calificaciones personales, así como la documentación significativa que le acredite para el desempeño de sus funciones.

Artículo 18. - Todo (a) bombero (a) deberá mostrar solidaridad con sus compañeros (as) de trabajo y con los ciudadanos (as) en general, denunciando ante las instancias correspondientes, a partir de la propia jerarquía institucional, toda actuación que contravenga los principios éticos y morales de la convivencia humana, convencionalmente, aceptados por la comunidad nacional e internacional, así como los del presente Código.

Artículo 19 - Los miembros de la Institución mostrarán dentro y fuera de la misma una conducta ceñida a principios morales y éticos propios de su profesión u oficio y de la dignidad del cargo que desempeña.

Artículo 20 - El (la) bombero (a) no deberá ampararse en los privilegios de su cargo y el poder que le concede tal condición, para beneficio propio, de actividades incompatibles con las funciones y dignidad del puesto que ocupa, ni para ofender la dignidad humana de los compañeros (as) de trabajo, de los usuarios de los servicios del Cuerpo de Bomberos de Panamá y del público en general.

Artículos 21 - Los miembros de la Institución deberán presentarse a su puesto de trabajo con prontitud, portando el uniforme adecuado, con dignidad y gallardía, procurando un aspecto pulcro y recatado de acuerdo a lo que establece el Reglamento General y el Reglamento Interno.

Artículo 22 - El incumplimiento de las disposiciones de este Código será sancionado de conformidad con lo establecido en el Régimen Disciplinario del Reglamento General de los Cuerpos de Bomberos de la República de Panamá y el Reglamento Interno del Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1.

CAPITULO III**COMISIÓN DE ÉTICA**

Artículo 23 - En el Cuerpo de Bomberos de Panamá, Zona 1, existirá una Comisión de Ética, con las siguientes funciones:

1. Divulgar y promover los principios y deberes establecidos en este Código;
2. Seleccionar a los miembros de la Institución que se han destacado en el cumplimiento de lo prescrito en este Código;
4. Resolver las excusas que presenten los (las) funcionarios (as) del Cuerpo de Bomberos de Panamá , Zona 1, en el trámite de un asunto, en atención al deber de separarse de su conocimiento por un eventual conflicto de intereses;
5. Conocer todas las situaciones que constituyan un posible incumplimiento de las disposiciones de este Código, y proponerle al Comandante del Cuerpo de Bomberos de Panamá, zona 1 las sanciones correspondientes.
6. Proponer al Comandante Primer Jefe del Cuerpo de Bomberos de Panamá reformas y actualizaciones al presente Código.

Artículo 24 - La Comisión de Ética estará conformada por cinco (5) Oficiales. El Comandante Primer Jefe designará a los miembros de la misma así:

- a) Un Presidente (a).
- b) Un Secretario (a).
- c) Tres (3) miembros.

Artículo 25 - La Comisión de Ética establecerá su Reglamento Interno.

Artículo 26 - Los miembros designados para conformar la Comisión de Ética serán nombrados en cada oportunidad por períodos de tres (3) años.

Artículo 27 - El presente Código de Ética entrará en vigencia a partir de su aprobación mediante Orden General.

SEGUNDO: El presente Código es de cumplimiento forzoso para todos los miembros de esta Institución.

FUNDAMENTO DE DERECHO:

Ley 48 de 1963, modificada por la ley 21 de 1982 y el Reglamento General del Cuerpo de Bomberos de Panamá.

Dado en la ciudad de Panamá, a los diecisiete (17) días de dos mil dos (2002).

COMUNÍCASE Y CÚMPLASE,

Coronel LEOPOLDO MOJICA CASTRO
Comandante Primer Jefe

Mayor JULIO C. AMBULO C.
Secretario General

**AUTORIDAD DE LA REGION INTEROCEANICA
CONTRATO DEL PROYECTO URBANIZACION NUEVO VERACRUZ N° 128-02
(De 30 de mayo de 2002)**

Entre los suscritos a saber, ALFREDO ARIAS GRIMALDO, varón, panameño, mayor de edad, casado, vecino de esta Ciudad, con cédula de identidad personal N°8-186-910, en su calidad de Administrador General y Representante Legal de la AUTORIDAD DE LA REGIÓN INTEROCEÁNICA (ARI), debidamente facultado por la Ley N°5 del 25 de febrero de 1993, modificada y adicionada por la Ley N°7 de 7 de marzo de 1995, Ley N°21 de 2 de julio de 1997, Ley N°22 de 30 de junio de 1999 y la Ley N°62 de 31 de diciembre de 1999 y sobre la base de la Licitación Pública N°02-01 adjudicada mediante Resolución de Junta Directiva No.008-02 de 1° de Febrero de 2002, quien en lo sucesivo se denominará **LA AUTORIDAD**, por una parte, y, por la otra, CARLOS ALBERTO DE OBALDIA CAÑAS, varón, panameño, mayor de edad, con cédula de identidad personal No.B-222-2524, en su calidad de Apoderado General de la sociedad ASFALTOS PANAMENOS, S.A., inscrita bajo las leyes panameñas en la Ficha 132447, Rollo 13456 y Imagen 83 de la Sección de Micropelículas (mercantil) del Registro Público, debidamente facultado por la Junta Directiva, según la Escritura Pública N° 4,898 que se adjunta, quien en adelante se llamará **EL CONTRATISTA**, han convenido en celebrar el presente Contrato, sujeto a los siguientes términos y condiciones:

PRIMERA: ALCANCE DEL CONTRATO

EL CONTRATISTA se compromete a ejecutar las actividades necesarias para realizar *“Los Trabajos de Movimiento de Tierra y Alcantarillado Pluvial del Proyecto Urbanización Nuevo Veracruz”*.

EL CONTRATISTA se obliga a realizar todas las actividades tal como lo señala el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas, Planos, Anexos y demás documentos del Contrato, los cuales forman parte integrante del presente Contrato y, por lo tanto, son de obligatorio cumplimiento por las partes contratantes.

SEGUNDA: DOCUMENTOS DEL CONTRATO

El orden de precedencia de los documentos del Contrato, en caso de contradicciones o discrepancias, entre ellos, es el siguiente:

1. Este Contrato y sus Anexos, el Desglose de Precios del Capítulo II del Pliego de Cargos.
2. Las Addendas al Pliego de Cargos, si las hubiere.
~~3. Los Acuerdos Suplementarios al Contrato y las Órdenes de Cambio escritas, si las~~ hubiere.
4. Las Condiciones Especiales del Pliego de Cargos.
5. Las Especificaciones Técnicas del Pliego de Cargos.
6. Las Condiciones Generales del Pliego de Cargos.
7. Detalles de Contrato del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.
8. La oferta presentada por EL CONTRATISTA, junto con las cartas y demás documentos que complementen el alcance de la Licitación Pública N°DA-02-01.



TERCERA: DURACIÓN DEL CONTRATO

EL CONTRATISTA se compromete a efectuar las actividades y trabajo a que se refiere este Contrato, y a cumplir con todos los requisitos inherentes al mismo, tal como se establece en el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas dentro de los Doscientos Cuarenta (240) días calendario contados a partir de la notificación formal a EL CONTRATISTA de la Orden de Proceder.

Orden de Proceder: es la autorización escrita que será otorgada por LA AUTORIDAD a EL CONTRATISTA previo refrendo de la Contraloría General de la República, en la cual se estipula la fecha de inicio de los trabajos.

CUARTA: ORDENAMIENTO JURÍDICO - ECOLÓGICO

EL CONTRATISTA se compromete a cumplir con las normas y reglamentos presentes y futuros de las Autoridades competentes y relacionadas con la protección del régimen ecológico.

QUINTA: RESPONSABILIDADES LEGALES Y FISCALES

EL CONTRATISTA queda comprometido a cumplir con todas las responsabilidades legales que se le imparten por motivo del cumplimiento de este Contrato, tales como

indemnizaciones, liquidaciones, compensaciones, reparaciones, pago de impuestos municipales, nacionales, etc., de acuerdo con lo establecido en el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas, en las Leyes y Normas Vigentes. **EL CONTRATISTA** exonera a **LA AUTORIDAD** de cualquiera de las responsabilidades a que se refiere éste párrafo y el anterior.

Además, **EL CONTRATISTA** debe asumir toda la responsabilidad legal y civil que se deriva de la ejecución de la obra, durante todo el período del presente Contrato, con lo que queda convenido que **EL CONTRATISTA** asume todos los riesgos de pérdidas o deterioro de materiales, partes, maquinarias y equipo que debe utilizar en cumplimiento del presente Contrato, ya sea que ocurra durante el transporte, almacenamiento, instalación o ejecución de los trabajos u obras hasta el momento de entrega y aceptación de los mismos, será por cuenta y riesgo de **EL CONTRATISTA**.

SEXTA: VALIDEZ DEL PLIEGO DE CARGOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Las partes firmantes concuerdan en la obligatoriedad que tiene para ambos el cumplimiento de todo lo contenido en el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas que forman parte de este Contrato, para ambas partes, ya que no habrá exoneraciones ni variaciones sobre lo allí especificado, salvo las excepciones mencionadas en el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.

SÉPTIMA: FIANZA DE CUMPLIMIENTO

Para responder por todas y cada una de las cláusulas y obligaciones asumidas en este Contrato, en el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas y demás documentos que lo integran y para garantizarlas, **EL CONTRATISTA** presenta la Fianza de Cumplimiento No.009-01-0501074-00-000 a favor de **LA AUTORIDAD** y/o de la Contraloría General de la República, por la suma de Un Millón Ciento Noventa y Cuatro Mil Seiscientos Sesenta y Seis Balboas con 00/100 (B/.1,194,666.00) de la Compañía Compañía Internacional de Seguros, S.A., expedida el 28 de febrero 2002, que representa el cincuenta por ciento (50%) del valor total de este Contrato.

EL CONTRATISTA se compromete a mantener vigente la Fianza de Cumplimiento hasta la entrega y aceptación final de las obras objeto de este Contrato. Esta Fianza

debe garantizar el cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones que contrae **EL CONTRATISTA** y deberá además garantizar que **EL CONTRATISTA** reparará por su cuenta todos los defectos o daños que se puedan producir por construcción deficiente y repondrá aquellos materiales defectuosos suministrados por él, siempre y cuando tales fallos ocurran dentro de un período de tres (3) años después de haber sido recibida la obra por **LA AUTORIDAD**.

EL CONTRATISTA efectuará cualquier endoso o correcciones que puedan ser requeridas en las Fianzas y Garantías de Cumplimiento previo al Refrendo del Contrato, a más tardar dentro de los primeros diez (10) días siguientes a la fecha de su solicitud por **LA AUTORIDAD**. De requerirse endosos posteriores durante la vigencia del Contrato, contará con el mismo plazo de ejecución.

La presentación de las cauciones exigidas a **EL CONTRATISTA** no lo liberará en ningún modo de sus obligaciones contractuales con **LA AUTORIDAD**.

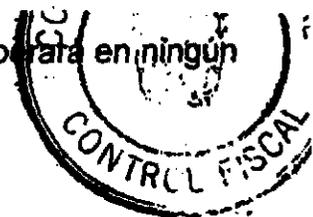
OCTAVA: OTRAS FIANZAS Y GARANTÍAS

1. Fianza de Pago

Para responder por las obligaciones señaladas en las Condiciones Especiales, Capítulo III del Pliego de Cargos y para garantizarlas, **EL CONTRATISTA** debe presentar una Fianza de Pago a nombre de **ARI/CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA**, por la suma Setecientos Dieciséis Mil Setecientos Noventa y Nueve Balboas con Sesenta Centésimos solamente (B/716,799.60) de la Compañía Internacional de Seguros S.A. expedida el 28 de febrero 2002, que representa un límite del treinta por ciento (30%) del Contrato. La misma permanecerá vigente hasta 180 días después de la fecha en que se haya publicado por segunda vez, en un diario de circulación nacional, que **LA OBRA** ha sido recibida a satisfacción.

2. Seguro contra Riesgos Profesionales

EL CONTRATISTA debe asegurar a los trabajadores contra Riesgos Profesionales en la forma como lo establece el Decreto de Gabinete No. 68 del 31 de marzo de 1970, y de acuerdo con el punto C.E.3.02 Seguro para los Obreros de las Condiciones Especiales No. 3 del Capítulo III del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.



3. Póliza de Responsabilidad por Daños

EL CONTRATISTA debe presentar una Póliza de Seguro cubriendo responsabilidad por daños, de acuerdo con el punto C.E.3.01 Responsabilidad por Daños de las Condiciones Especiales No. 3 del Capítulo III del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.

4. Póliza por Daños contra la Persona o la Propiedad Privada

EL CONTRATISTA debe presentar una Póliza de Seguro cubriendo daños contra la persona o la propiedad privada, de acuerdo con el punto C.E.3.03 Seguro por Daños Contra la Persona o a la Propiedad Privada de las Condiciones Especiales No. 3 del Capítulo III del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.

NOVENA: SUB - CONTRATOS

EL CONTRATISTA principal deberá someter a consideración de LA AUTORIDAD los subcontratistas que vaya a utilizar en la ejecución de los trabajos, si este fuese el caso, los cuales tienen que ser previamente autorizados por LA AUTORIDAD.

DÉCIMA: CONTRATACIÓN DEL PERSONAL

EL CONTRATISTA se compromete a dar prioridad de empleo a ciudadanos panameños que hayan perdido sus empleos por razón de las reversiones productos del cumplimiento de los tratados Torrijos-Carter de 1977, siempre y cuando las personas califiquen y apliquen en igualdad de condiciones. Los nuevos empleos que se generarán estarán sujetos a las condiciones contractuales elaboradas por la empresa de conformidad con las Leyes laborales vigentes o que se dicten en el futuro.

DÉCIMA PRIMERA: LIBERACIÓN DE RESPONSABILIDADES

EL CONTRATISTA exonera y libera expresa y totalmente a LA AUTORIDAD respecto a terceros, de toda responsabilidad, laboral, fiscal o de cualquier naturaleza que pudiese surgir con motivo de la ejecución del presente Contrato.

DÉCIMA SEGUNDA: TRASPASO O CESIÓN DE CONTRATOS

EL CONTRATISTA no podrá traspasar este Contrato a persona alguna, ni parte de este

ni beneficio o participación en el mismo, sin el consentimiento previo y por escrito de LA AUTORIDAD. Cualquier cesión de contrato debidamente autorizada se ajustará a las normas que al respecto señala el artículo 75 de la ley N°56 del 27 de diciembre de 1995.

DÉCIMA TERCERA: FORMA DE PAGO

LA AUTORIDAD se obliga a pagar a EL CONTRATISTA, por el cumplimiento de todas las responsabilidades que adquiere de acuerdo a este Contrato la suma total de DOS MILLONES TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS TREINTA Y DOS BALBOAS CON 00/100 (B/.2,389,332.00), de los cuales se cargarán a las siguientes partidas presupuestarias 105.1.1.001.01.13.502, por un monto de Ochenta y Siete Mil Seiscientos Sesenta Balboas con 00/100 (B/.87,660.00); 105.1.1.001.01.14.502, por un monto de Novecientos Diez Mil Ochocientos Balboas con 00/100 (B/.910,800.00); 105.1.1.001.01.14.542, por un monto de Doscientos Sesenta y Un Mil Quinientos Balboas con 00/100 (B/.261,500.00); 105.1.1.001.01.14.541, por un monto de Trescientos Cincuenta y Seis Mil Seiscientos Balboas con 00/100 (B/.356,600.00); y la partida presupuestaria 1.05.1.1.001.01.07.189, por la suma de Setecientos Setenta y Dos Mil Setecientos Setenta y Dos Balboas con 00/100 (B/.772,772.00), con cargo a la partida contemplada en el presupuesto de inversiones de LA AUTORIDAD para el 2002, que totalizan la suma de DOS MILLONES TRESCIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS TREINTA Y DOS BALBOAS CON 00/100 (B/.2,389,332.00).

Esta suma se pagará de acuerdo a la forma de pago establecida en las Condiciones Especiales N° C.E.8.0.1 del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas. Para el pago de dichas sumas, EL CONTRATISTA deberá presentar cuentas mensuales, por el valor del trabajo realizado en dicho período, de conformidad con lo establecido en el punto N° C.E.4.06.5 (Presentación de Cuentas) de las Condiciones Especiales No. 4 del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.

A las cuentas presentadas se les retendrá el 10% de cada una, el cual se devolverá de acuerdo al renglón C.E.8.06 (Devolución de Retención) de las Condiciones Especiales No. 8 del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas.

DÉCIMA CUARTA: OBLIGACIONES GENERALES DE LA AUTORIDAD

LA AUTORIDAD se compromete con EL CONTRATISTA a:

1. Colaborar ante las autoridades competentes, para la obtención de los permisos y autorizaciones necesarias para la realización de los trabajos. Para tal efecto **LA AUTORIDAD** se compromete a colaborar en la expedición de los permisos de trabajo, en el caso de que sea necesario.
2. La relación de coordinación entre **LA AUTORIDAD** y **EL CONTRATISTA** para la ejecución del presente Contrato, se realizará a través del Ingeniero designado por **LA AUTORIDAD** y el Ingeniero Superintendente designado por **EL CONTRATISTA**.
Según el Pliego de Cargos, entre otras cosas, **EL INGENIERO** designado por **LA AUTORIDAD** para supervisar la Obra tendrá la facultad de inspeccionar, revisar y verificar los servicios y el equipo suministrado por **EL CONTRATISTA** y los trabajos efectuados por éste, conforme a los documentos del Contrato. **EL INGENIERO** llamará la atención de **EL CONTRATISTA** por cualquier falta o infracción que observe. El hecho de que **EL INGENIERO** no llame la atención a tiempo sobre cualquier defecto en los trabajos, no exime a **EL CONTRATISTA** de la obligación en que está de ejecutar la obra estrictamente de conformidad con lo requerido por el Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas y demás documentos del Contrato y, por lo tanto, deberá corregir a sus expensas cualquier trabajo que no sea satisfactorio.
3. Autorizar y/o gestionar los permisos para el acceso de **EL CONTRATISTA** y de cualquier integrante de su personal al área que sea requerida para la ejecución de los trabajos, objeto de este Contrato.

DÉCIMA QUINTA: OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

EL CONTRATISTA se compromete con **LA AUTORIDAD** a:

1. Ejecutar los trabajos que exige la obra para los **Trabajos de Movimiento de Tierra y Alcantarillado Pluvial del Proyecto Urbanización Nuevo Veracruz**, atendiendo a las instrucciones expresas del Pliego de Cargos y Especificaciones Técnicas de la Licitación Pública No. DA-02 -01 y a los respectivos planos.
2. Ejecutar y concluir la obra íntegramente dentro de los términos y tiempos fijados y acordados en este Contrato.

DÉCIMA SEXTA: RESOLUCIÓN DEL CONTRATO

El presente Contrato quedará resuelto Administrativamente por cualesquiera de las

causales previstas en el artículo 104 de la Ley N° 56 del 27 de Diciembre de 1995, las cuales son las siguientes:

1. El incumplimiento de las cláusulas pactadas.
2. La muerte del contratista, en los casos en que deba producir la extinción del contrato conforme a las reglas del Código Civil, si no se ha previsto que puede continuar con los sucesores del contratista, cuando sea una persona natural.
3. La quiebra o el concurso de acreedores del contratista, o por encontrarse éste en estado de suspensión o cesación de pagos, sin que se haya producido la declaratoria de quiebra correspondiente.
4. La incapacidad física permanente del contratista, certificada por médico idóneo, que le imposibilite la realización de la obra, si fuera persona natural.
5. La disolución del contratista, cuando se trate de persona jurídica, o de alguna de las sociedades que integran un consorcio o asociación accidental, salvo que los demás miembros del consorcio o asociación puedan cumplir el contrato.

Parágrafo:

1. Las causales de resolución administrativas del Contrato se entienden incorporadas a éste por ministerio de esta Ley aún cuando no se hubiesen incluido expresamente en el Contrato.

Además será causal de Resolución Administrativa del Contrato la siguiente:

La interposición de demanda judicial o de medidas cautelares **AL CONTRATISTA** si con éstas peligrase a juicio de **LA AUTORIDAD**, la ejecución o cumplimiento del Contrato.

Si por la causal de Resolución de este Contrato sea la falta de cumplimiento de alguna de las obligaciones que asume **EL CONTRATISTA**, o de alguna de las mencionadas en esta Cláusula, **LA AUTORIDAD** quedará facultada de pleno derecho para resolverlo administrativamente, lo que acarreará a **EL CONTRATISTA** la pérdida total e inmediata de la Fianza de Cumplimiento y las retenciones habidas, las cuales quedarán a favor de **LA AUTORIDAD**.

En dicho caso la Fiadora tendrá dentro de los treinta (30) días calendario siguiente a la notificación de incumplimiento, la opción de pagar el importe de la Fianza o de sustituir al Contratista en todos los derechos y obligaciones del Contrato siempre que el vaya a continuarlo, por cuenta de la Fiadora y a cuenta y riesgo de ésta, tenga la capacidad técnica y financiera a juicio de LA AUTORIDAD.

DÉCIMA SÉPTIMA: COMPENSACIÓN POR DEMORAS

Sin perjuicio de las fianzas exigibles, LA AUTORIDAD deducirá la suma de Setecientos Noventa y Seis Balboas con Cuarenta y Cuatro Centésimos (B/.796.44) por cada día de atraso de EL CONTRATISTA en la realización de los trabajos, suma que constituirá una compensación por los perjuicios ocasionados por demora en el cumplimiento de las obligaciones contraídas. Dicha compensación en que podría incurrir EL CONTRATISTA por retraso o falta de cumplimiento oportuno del Contrato, resultará de la aplicación de la fórmula de uno por ciento (1.0%) del monto total del Contrato, dividido entre treinta (30). Esta compensación no debe sobrepasar el 10% del valor total del Contrato. Queda entendido que la mora ocurrirá cuando EL CONTRATISTA exceda el plazo total de ejecución establecido en este Contrato o las prórrogas que justificadamente se soliciten y sean autorizados por LA AUTORIDAD. Esta compensación no será aplicable si el atraso o demora se deba a fuerza mayor o casos fortuitos descritos en la Cláusula Décima Octava, debidamente sustentados y comprobados, por razones ajenas a EL CONTRATISTA y aceptadas por LA AUTORIDAD.

DÉCIMA OCTAVA: FUERZA MAYOR ó CASO FORTUITO.

En caso de fuerza mayor o caso fortuito, que tornasen impracticable la ejecución de los trabajos o pusiera en peligro la seguridad de los miembros representantes de EL CONTRATISTA, éste podrá suspender temporalmente el presente Contrato y LA AUTORIDAD, pagará a EL CONTRATISTA las sumas debidas hasta la fecha de interrupción del trabajo por caso fortuito o de fuerza mayor. En caso de suspensión temporal, el plazo del Contrato se prorrogará consecuentemente, y se reiniciará el trabajo bajo los términos mutuamente acordados.

La interrupción de los trabajos por una de estas causas, deberá ser comunicada por escrito a LA AUTORIDAD en un plazo no mayor de diez (10) días calendario contados a partir del momento en que se produzca el hecho casual. LA AUTORIDAD deberá comunicar formalmente a EL CONTRATISTA, si está de acuerdo o no con las causales manifestadas. Si la situación de fuerza mayor se prolonga por dos (2) meses, este Contrato se considerará rescindido, lo cual no acarrearía la pérdida de la fianza de cumplimiento a favor de LA AUTORIDAD.

Son causas de fuerza mayor aquellas situaciones producidas por hechos del hombre a las cuales no haya sido posible resistir, tal como actos de autoridad ejercidos por funcionarios públicos, el apresamiento por parte de enemigos y otros semejantes. Casos fortuitos son aquellos derivados de los eventos de la naturaleza que no han podido ser previstos, tales como una conflagración, naufragio, terremotos, huracanes, vendavales y otros de igual o parecida índole (Artículo 13, literal d, del Código Civil).

Para los efectos que puedan emanar de situaciones de Caso Fortuito o Fuerza Mayor en este Contrato, se procederá de acuerdo con lo establecido en las Cláusulas "Suspensión de los Trabajos y Prórrogas" de las Condiciones Especiales del Pliego de Cargos".

DÉCIMA NOVENA: DAÑOS Y PERJUICIOS EN GENERAL.

EL CONTRATISTA será responsable por los daños y perjuicios que ocasione a LA AUTORIDAD o a terceras personas con motivo de actos u omisiones en que incurra por culpa o negligencia. Cualquiera demanda en tal sentido será sometida a los tribunales de justicia panameños a cuya jurisdicción se someterán las partes.

VIGESIMA: RECLAMACIÓN DIPLOMÁTICA

EL CONTRATISTA renuncia a la reclamación diplomática, salvo el caso de denegación de justicia. Se entiende que no hay denegación de justicia cuando el contratista ha tenido expedito, sin haber hecho uso de ellos, los recursos y medios de acción que puedan emplearse conforme a las leyes panameñas y de acuerdo con lo establecido en los documentos del Contrato.

VIGÉSIMA PRIMERA: SUSTITUCIÓN DE LA ENTIDAD

LA AUTORIDAD podrá ser sustituida por cualquier entidad del Estado panameño, de conformidad con las leyes de la República de Panamá, sin que se afecten los términos convenidos en el presente Contrato.

VIGÉSIMA SEGUNDA: ANEXOS

Anexo No. 1 Desglose de Precios de la Propuesta de EL CONTRATISTA

Anexo No. 2 Planos

VIGESIMA TERCERA: IMPACTO AMBIENTAL

LA AUTORIDAD velará que EL CONTRATISTA cumpla con las aplicaciones de las medidas de mitigación necesarias para garantizar el menor impacto posible sobre el Medio Ambiente.

VIGESIMA CUARTA: AVISOS

Cualquier comunicación, notificación o aviso que las partes deseen efectuar entre sí, deberá ser hecha por escrito y firmado el original dirigida exclusivamente a las siguientes personas y direcciones, lo cual constituirá la línea formal de comunicación entre las partes:

(1) En el caso de ARI:

Ingeniero

Alfredo Arias Grimaldo

Administrador General

AUTORIDAD DE LA REGIÓN INTEROCEÁNICA

Apartado Postal 2097, Balboa

Panamá, República de Panamá.

(2) En el caso de EL CONTRATISTA:

Diego Enrique Pardo

ASFALTOS PANAMEÑOS, S. A.

Apartado Postal 6-3742, El Dorado

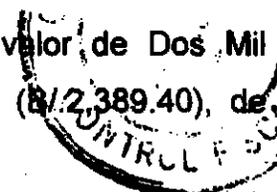
Panamá, Rep. de Panamá



Queda convenido por las partes que todos los avisos serán efectivos tres (3) días después de la entrega conforme a la constancia de la misma, salvo las relacionadas con la inspección. Cada parte podrá sustituir una o más veces los destinatarios o la dirección al cual debe remitirse la comunicación, pero el cambio no sustituirá efecto sino desde que la otra parte reciba la comunicación a la dirección previamente notificada de la sustitución.

VIGÉSIMA QUINTA: TIMBRES FISCALES

LA CONTRATISTA adherirá a este documento timbres por un valor de Dos Mil Trescientos Ochenta y Nueve Balboas con Cuarenta Centésimos (B/2,389.40), de conformidad con el Artículo 967 del Código Fiscal.



Para constancia de lo acordado, se firma y expide el presente Contrato, en la ciudad de Panamá a los treinta (30) días del mes de mayo de dos mil dos (2002).

Por La Autoridad

ALFREDO ARIAS GRIMALDO
Administrador General

Por el Contratista

CARLOS ALBERTO DE OBALDIA CAÑAS
Apoderado General

Refrendo en la ciudad de Panamá, a los cuatro (4) días del mes de julio de dos mil dos (2002).

REFRENDO:

ALVIN WEEDEN GAMBOA
CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

AVISO

Cumpliendo con el Artículo 777 del Código de Comercio, yo, **KEILA PADILLA ACOSTA**, con cédula de identidad personal Nº 4-167-898, residente en Río Abajo, Calle 16, Urbanización Los Yoses, casa Nº 37, hago del conocimiento público que he vendido mi establecimiento comercial "**REFRESQUERIA ODIS**", licencia Tipo B, a la Sra. **NILKA QUINTERO DE GUERRA** con cédula Nº 4-176-898. 1 de julio de 2002. L- 484-016-72 Segunda publicación

AVISO

Al tenor del Artículo 777 del Código de Comercio, por este medio aviso al público que mediante Contrato de Compraventa celebrado el 18 de julio de 2002, he vendido el establecimiento comercial de mi propiedad, denominado **ABARROTERIA Y CARNICERIA EUFEMIA**, ubicado en La Locería, corregimiento de Bethania, Calle 61, casa Nº 41 D de esta ciudad al señor **JOSE CHUNG YAU**. Panamá, 18 de julio

de 2002.

VIRGILIO ANTONIO GONZALEZ ACEVEDO
Cédula Nº 7-52-826
L- 483-991-00
Segunda publicación

AVISO

Para dar cumplimiento a lo que establece el Artículo 777 del Código de Comercio, por este medio aviso al público en general que he vendido el establecimiento denominado "**SUPERMERCADO TRES HERMANOS JAEN**", ubicado en Calle Central El Cocal, distrito de Las Tablas, provincia de Los Santos y que opera con el registro comercial tipo "B" Nº 0350 expedido por el Ministerio de Comercio e Industrias, al señor **KOG KION CHONG CHING**, con cédula PE-9-632, a partir de la fecha. Las Tablas, 19. de julio del 2002.

JOSE JACINTO JAEN H.
Céd. 7-121-292
L- 483-982-27
Segunda publicación

CERTIFICACION

Atendiendo al Artículo 777 del Código de Comercio, por este medio se hace saber que **MELQUIADES RODRIGUEZ**

CAMAÑO, portador de la cédula Nº 4-113-721, deja de actuar como Persona Natural para constituirse en Persona Jurídica, bajo la denominación **CONSTRUCCIONES MELRO, S.A.**, sociedad anónima debidamente inscrita a Ficha 419465, Documento 364342, Sección Mercantil del Registro Público desde el 3 de julio de 2002. L- 484-008-62 Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO
Para dar cumplimiento a lo que establece el Artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público que he traspasado mi negocio denominado **ABARROTERIA Y CARNICERIA SONY** 2, ubicado en Vía Boyd Roosevelt (Transísmica) y Calle San Roque Nº 63, corregimiento de Alcalde Díaz y Las Cumbres al señor **JUAN PABLO CHUNG CHEN** con cédula de identidad personal 8-763-2475 y lo ha de denominar **MINI SUPER JUAN PABLO**, el mencionado negocio estaba amparado con la licencia comercial 19743, tipo B, del 19 de diciembre de 1980.

Sony Chung

Cédula 8-496-127
L- 484-005-29
Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO

Para dar cumplimiento a lo que establece el Artículo 777 del Código de Comercio, aviso al público que he traspasado mi negocio denominado **ABARROTERIA Y CARNICERIA LA UNION**, ubicado en calle principal de Villalobos, corregimiento de Pedregal a **LUISA ANGELICA CHEN NG** con cédula de identidad personal 8-761-207 y por lo tanto es la nueva propietaria y puede seguir usando la misma razón comercial, el mencionado negocio estaba amparado con la licencia comercial 21973, Tipo B, del 5 de mayo de 1982, a favor del señor **FEDERICO CHEN BONILLA**, con cédula 8-51-145 Luisa A. Cheng Ng Cédula 8-761-207 L- 484-004-72 Segunda publicación

AVISO AL PUBLICO

Al tenor de lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, informo que he vendido a la señora **YISANA HUI YEE**

YANG, mujer, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad número PE-11-1359, el establecimiento comercial denominado **AUTO REPUESTOS OCHENTA Y NUEVE (89)**, ubicado en Vía José Agustín Arango, Edificio Nº 40-5, Local B, frente al Xtra, Juan Díaz, distrito de Panamá, provincia de Panamá, según Escritura Pública Nº 4970, de la Notaría Quinta del Circuito de Panamá del 23 de julio de 2002. Panamá, 23 de julio de 2002.

Atentamente,
RUBEN HO
N-17-841
L- 484-054-30
Primera publicación

AVISO AL PUBLICO
Para cumplir con lo establecido en el Artículo 777 del Código del Ministerio de Comercio, informo que he vendido al señor **JINHUI ZHONG**, varón, mayor de edad, portador de la cédula de identidad personal Nº E-8-83283, el establecimiento comercial denominado **LAVAMATICO Y LAVANDERIA YESSICA**, ubicado en Calle José Agustín Arango, entre Calle 5A y 6A, casa Nº 10, Juan Díaz.

Atentamente,
Chung Wai Chung
Cédula N° N-17-249
L- 483-844-80
Primera publicación

ANUNCIO
Por este medio y de acuerdo con el Artículo 777 del Código de Comercio informo

al público que mi negocio denominado "SILVER GOLD" lo he traspasado al señor **RICARDO**

ANTONIO SANCHEZ, con cédula 8-332-761.
Panamá, 23 de julio de 2002.

SALVATORE ALESSI M.
Céd. 8-389-3
L- 484-062-82
Primera publicación

REPUBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
ADMINISTRACION REGIONAL DE LOS SANTOS
Las Tablas, 11 de julio de 2002
EDICTO N° 03
La suscrita Administradora Regional de Catastro,
HACE SABER
Que el señor **HUGO ALEJANDRO CARDENAS VILLARREAL**, con cédula 7-700-239, ha solicitado a este Ministerio adjudicación en propiedad a título oneroso, un lote de terreno baldío nacional con una superficie de 294.21 mts², ubicado en el corregimiento Oria Arriba, distrito de Pedasí, provincia de Los Santos, lugar El Ciruelo, el cual se encuentra dentro de los siguientes linderos y medidas.
NORTE: Calle sin nombre, hacia

otras residencias y a la playa y mide 13.25 mts.
SUR: Area para futura calle costera y mide 24.01 mts.
ESTE: Terreno nacional (usuario Demetrio Katsoudas) y mide 11.83 mts.
OESTE: Terreno nacional (usuario José Bustamante) y mide 23.60 mts.
Que con base a lo que disponen los artículos 1230 y 1235 del Código Fiscal y la Ley 63 de 31 de julio de 1973, se fija el presente Edicto en lugar visible de este despacho y en la corregiduría de Oria Arriba, por el término de diez días hábiles y copia del mismo se le da al interesado para que lo haga publicar en un diario de la localidad y en la Gaceta Oficial por una sola vez, para que dentro de dicho término pueda oponerse la persona que se crean con derecho a ello.

LCDA. MARIA PEREZ
Administradora Regional de Catastro y Bienes Patrimoniales-Los Santos
SRA. BLANCA ESCOBAR S.
Secretario Ad-Hoc
L- 483-945-90
Unica publicación

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
DIRECCION GENERAL DE CATASTRO Y BIENES PATRIMONIALES
OFICINA REGIONAL DE VERAGUAS
Santiago, 4 de julio de 2002
EDICTO N° 05
El suscrito Administrador Regional de Catastro y Bienes Patrimoniales
HACE SABER:
Que **LA SOCIEDAD AGROFORESTAL CASA S.A.**, ha solicitado en concesión a **LA NACION**, un lote de terreno de 170 Hectáreas más

000.00 metros cuadrados, ubicado en el distrito de Soná, corregimiento de Bahía Honda, provincia de Veraguas, el cual se encuentra dentro de los siguientes linderos:
NORTE: Quebrada Isleta y terreno nacional ocupado por Rodolfo Pinto.
SUR: Océano Pacífico y terreno nacional ocupado por Francisco González.
ESTE: Finca N° 25005, Rollo N° 75763 Documento N° 01, propiedad de Gustavo Castillo y terreno nacional ocupado por Francisco González.
OESTE: Manglares.
Superficie: 170 hectáreas más 000.00 metros cuadrados.
Que con base a lo que disponen los artículos 1230 y 1235 del Código Fiscal y la Ley 63 de 31 de julio de 1973, se fija el presente Edicto en

lugar visible de este despacho y en la corregiduría de Bahía Honda, distrito de Soná, por diez (10) días hábiles y copia del mismo se da al interesado para que lo haga publicar en un diario de la localidad por una sola vez y en la Gaceta Oficial, para que dentro de dicho término puedan oponerse la personas que se crean con derecho a ello.
SR. JORGE E. ALVAREZ G.
Administrador Regional de Catastro y Bienes Patrimoniales Veraguas.
SRA. YAMILETH RODRIGUEZ
Secretario Ad-Hoc
Hago constar que el presente edicto ha sido fijado hoy 5 de julio de 2002 a las 11:00 a.m. y desfijado el día 18 de julio del 2002 a las 12 m.

L- 483-670-80
Unica publicación