



Año CXIV

Panamá, R. de Panamá miércoles 09 de septiembre de 2015

N° 27864

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución N° AN 9037-Elec
(De martes 01 de septiembre de 2015)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA AUDIENCIA PÚBLICA NO. 012-15 PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”.

Resolución N° AN 9039-Telco
(De miércoles 02 de septiembre de 2015)

POR LA CUAL SE COMUNICA A LOS CONCESIONARIOS DE LOS SERVICIOS DE TELECOMUNICACIÓN BÁSICA LOCAL (NO. 101), INTERNACIONAL (NO. 103), DE COMUNICACIONES PERSONALES (NO. 106) Y DE TELEFONÍA MÓVIL CELULAR (NO. 107), QUE EN EL CASO QUE DETECTEN TRÁFICO IRREGULAR DE LLAMADAS, PUEDEN PROCEDER AL BLOQUEO DE LAS LÍNEAS TELEFÓNICAS, PREVIO CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS.

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

Fallo N° S/N
(De miércoles 20 de mayo de 2015)

POR EL CUAL SE DECLARA SUSTRACCIÓN DE MATERIA DENTRO DE LA DEMANDA DE INCONSTITUCIONALIDAD PRESENTADA POR LA FIRMA SYDNEY SITTON ABOGADOS, PARA QUE SE DECLARE INCONSTITUCIONAL EL ACUERDO DE SALA NO. 49-1 DE 8 DE JULIO DE 2014 “POR EL CUAL SE DECLARA QUE LOS INDULTOS CONCEDIDOS POR EL ÓRGANO EJECUTIVO EL 30 DE JUNIO, NO AFECTAN LAS DEMANDAS DE NULIDAD Y PROCLAMACIÓN DE LAS ELECCIONES” DICTADO POR EL TRIBUNAL ELECTORAL Y ORDENA EL ARCHIVO DEL EXPEDIENTE.

Fallo N° S/N
(De lunes 06 de julio de 2015)

POR EL CUAL SE DECLARA QUE SE HA PRODUCIDO EL FENÓMENO JURÍDICO DE SUSTRACCIÓN DE MATERIA, DENTRO DE LA DEMANDA CONTENCIOSO ADMINISTRATIVA DE NULIDAD, INTERPUESTA POR LA LICENCIADA YARIELA MELO DE PIERRE, ACTUANDO EN SU PROPIO NOMBRE Y REPRESENTACIÓN, PARA QUE SE DECLARE NULA, POR ILEGAL, LA RESOLUCIÓN NO. 03-06 DE 22 DE NOVIEMBRE DE 2006, DICTADA POR EL CONSEJO TÉCNICO NACIONAL DE AGRICULTURA. SE ORDENA EL ARCHIVO DEL EXPEDIENTE.

Fallo N° S/N
(De miércoles 08 de julio de 2015)

POR EL CUAL SE DECLARA QUE ES NULO, POR ILEGAL, EL CONTRATO DE CONCESIÓN NO. 006 DE 16 DE FEBRERO DE 2005, CELEBRADO ENTRE LA EMPRESA CUPRUM RESOURCES CORP. Y EL MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS (MICI).

AVISOS / EDICTOS

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 9037-Elec

Panamá, 1 de septiembre de 2015.

"Por la cual se aprueba la celebración de la Audiencia Pública No.012-15 para considerar la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización".

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad" y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC) denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
4. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I de Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en el Reglamento;
5. Que esta Autoridad Reguladora considera necesario realizar algunas modificaciones al Título IV denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización" del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, con la finalidad de:
 - Introducir en los costos extraordinarios utilizados en el cálculo del valor de pérdidas de energía en distribución, los costos del suministro de energía que sean producto de arbitrajes autorizados por la ASEP.
 - Modificar el cálculo del Factor de Ajuste de los costos de generación que fue aprobado en la Resolución AN No.7485-Elec de 20 de junio de 2014, en virtud de que si bien se ha reducido el desajuste que se ocasiona en la estructura tarifaria no se ha eliminado en su totalidad, por lo que para corregirlo se propone un Factor de Ajuste Único.
6. Que el artículo 12 del Título I del Reglamento de Distribución y Comercialización establece que esta Autoridad Reguladora someterá a participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización para recibir comentarios y observaciones;
7. Que el numeral 18 del artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, establece entre las atribuciones de esta Autoridad Reguladora la de organizar las audiencias públicas que las leyes sectoriales ordenen o que la propia Autoridad considere, por lo que;

:4

9/9/15



Resolución AN Nº 9037 -Elec
de 1 de Septiembre de 2015
Página Nº 2

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la celebración de la Audiencia Pública No.012-15, para considerar la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización".

SEGUNDO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.012-15, antes referida, que el ANEXO A de la presente Resolución contiene la propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

TERCERO: COMUNICAR a todos los interesados en participar en la Audiencia Pública No.012-15 de la cual trata el Resuelto Primero de esta Resolución, que del lunes 7 de septiembre al lunes 28 de septiembre de 2015, estará disponible el documento que contiene la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización", en las oficinas de la Dirección Nacional de Electricidad Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y en su página web de Internet: <http://www.asep.gob.pa>.

CUARTO: COMUNICAR que la referida Audiencia Pública se llevará a cabo el miércoles 30 de septiembre de 2015 a las 10:30 a.m., en las oficinas de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ubicadas en el Edificio Office Park, Vía España y Fernández de Córdoba.

QUINTO: ESTABLECER el procedimiento a seguir en la Audiencia Pública No.012-15 que considerará la "propuesta de modificación del Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización", aprobado mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones", el cual se describe a continuación:

PROCEDIMIENTO DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No.012-15.

Las personas interesadas en participar en la Audiencia Pública No.012-15 podrán hacerlo presentando comentarios de manera escrita y/o verbal, siguiendo el siguiente procedimiento:

1. Personas calificadas para presentar y/o exponer sus comentarios en la Audiencia Pública No.012-15:

- 1.1 Los representantes legales de los agentes de mercado, conforme hayan sido registrados en la ASEP, o las personas debidamente autorizadas por ellos, mediante poder otorgado conforme a las disposiciones legales vigentes.
- 1.2 Los representantes de las empresas o personas naturales que a la fecha de la publicación de la presente Resolución hayan iniciado un proceso ante la ASEP 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.



Resolución AN N° 9037 -Elec
de 1 de septiembre de 2015
Página N° 3

2. Fecha y Horario de Inscripción y entrega de comentarios:

Requerirán inscripción quienes deseen participar como expositores en la Audiencia Pública No.012-15

Las inscripciones y los comentarios deben ser entregados desde el **lunes 7 de septiembre a 28 de septiembre de 2015**, en horario de 8:00 a.m. a 4:00 p.m.

Luego de finalizado el periodo de inscripción y entrega de comentarios, la ASEP levantará un acta donde constará el nombre de las personas que hayan presentado documentación.

3. Lugar de Inscripción y entrega de comentarios:

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario. Edificio Office Park, Vía España y Vía Fernández de Córdoba, Primer Piso.

4. Forma de Inscripción:

Mediante Formulario que estará disponible en la dirección electrónica <http://www.asep.gob.pa> y en la Dirección Nacional de Electricidad, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a partir del **lunes 7 de septiembre a 28 de septiembre de 2015**, 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:

El día de la Audiencia Pública, deberá presentar exposición escrita de la presentación que se llevara a cabo en original y copia simple y su correspondiente versión en formato digital.

6. Forma de Entrega de los Comentarios:

6.1 En sobre cerrado, uno por cada participante.

6.2 El sobre con los comentarios para la propuesta en referencia, debe identificarse con la siguiente leyenda:

"AUDIENCIA PÚBLICA No.012-15 PARA LA MODIFICACIÓN DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DENOMINADO "RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN".

6.3 Nombre, teléfonos, dirección física y electrónica del remitente.

7. Contenido de la Información:

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

[Firma manuscrita]



Resolución AN Nº 9087 -Ejec-
de 1 de septiembre de 2015
Página Nº 4

7.2 En los comentarios debe explicarse de manera clara la posición de la persona acerca del tema objeto de la Audiencia Pública No.012-15.

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

7.4 Toda información debe presentarse en dos juegos 8 1/2 x 11 (un original y una copia) idénticos, con cada una de sus hojas numeradas. Adicionalmente, deberá presentarse una copia digital en formato Word. Aquellos documentos que no se acompañen de la copia magnética no serán recibidos por la ASEP.

8. Disponibilidad de comentarios al público:

A medida que sean entregados los comentarios los mismos serán publicados en la siguiente dirección electrónica: www.asep.gob.pa.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EL DÍA DE LA AUDIENCIA PÚBLICA No. No.012-15

1. Expositores:

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

2. Observadores:

La Audiencia Pública No.012-15 está abierta a todo aquel que desee asistir.

3. Orden de Participación de los Expositores:

ASEP determinará de participación de los expositores, el cual se anunciará mediante Acta el día 29 de septiembre del 2015, que será publicada en nuestra la página Web de ASEP.

4. Tiempo máximo permisible por participante:

15 minutos para su exposición.

5. Registro de la Audiencia Pública No.012-15:

La Audiencia Pública será grabada en audio.

SEXTO: Esta Resolución rige a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Ley 6 de 22 de enero de 2002.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 9037–Elec. de 1 de septiembre de 2015

[Handwritten signature]



**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
MODIFICACIÓN PROPUESTA AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

I. Exposición de Motivos

Se presenta a consideración la propuesta de modificación al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

a. Modificación a los artículos 97, 99, 100, 106, 107 y 129

Mediante la Resolución AN No.7485-Elec de 20 de junio de 2014 se modificaron los artículos 57 y 106 del Título IV del RDC, en cuanto a la fórmula para el cálculo del costo permitido de generación, para que las medidas adoptadas por ASEP relacionadas a emergencia o de mitigación de riesgo de desabastecimiento, cuya finalidad fue evitar que las medidas de racionamiento afecten el costo de pérdidas asumido por las empresas. También se modificó en cuanto al desarrollo del procedimiento de actualización tarifaria de los cargos de generación, en el sentido de simplificar los cálculos para actualizar los cargos correspondientes a las horas de punta y a las horas fuera de punta.

No obstante, estas modificaciones causan que costos de generación que en la estructura tarifaria se han asignado a los cargos de potencia y de energía en punta sean trasladados a los cargos de fuera de punta, ocasionando un desajuste de la estructura tarifaria original, algo que no fue advertido en su momento. Por este motivo de evidente error es necesario corregir los artículos 106 y 129 de forma tal que se mantenga la estructura tarifaria aprobada de los Pliegos Tarifarios Vigentes.

Para cumplir con este objetivo se plantea crear un solo factor de ajuste para los cargos Base y un solo factor de ajuste para los cargos *Correc*, para los cargos de generación, pérdidas en distribución y alumbrado público de la estructura tarifaria. Para realizar esta modificación es necesario modificar adicionalmente los artículos 97, 99, 100 y 107.

b. Modificación a los artículos 59, 83 y 106

También hemos advertido que se hace necesario incorporar a los costos extraordinarios o por restricciones, además de los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento, los sobre costos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes. Esto es porque las empresas de distribución no son las encargadas de las contrataciones de energía y potencia, y las modificaciones posteriores a las licitaciones en los precios de los contratos impactan negativamente los costos que ellos tienen que asumir por las pérdidas en distribución no reconocidas.

Mediante las Notas DSAN No.2332-14 y DSAN No.2333-14 de 3 de octubre de 2014 la ASEP estableció algunos lineamientos generales para la estructura tarifaria que las empresas distribuidoras debían presentar para aprobación. Esta Autoridad ha considerado



incorporar algunos temas que no se han incluido en el Reglamento a fin de que sean tomados en cuenta para las futuras revisiones. Para esto se modifican los artículos 59, 83 y 106.

II. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTICULOS DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Donde Dice:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
 - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (vi) Menos los costos de Potencia energizados

El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes (incluyendo para Grandes Clientes). Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión.

- b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.
- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.

188



- (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
- (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
- (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.7) Costos de potencia energizados.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^p$).
$$CEGP = \sum_1^7 Costos \times \%CR_p^p$$
- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^p$).
$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$
- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.
 - (iv.2) El componente de costo por energía por restricciones resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

27



Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Debe Decir:

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia en punta refleja el costo de adquisición promedio de la potencia en el mercado mayorista para los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes. Este costo de adquisición promedio incluye los costos generados por:
- (i) Costos de compra de potencia firme de contratos iniciales.
 - (ii) Costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (vi) Menos los costos de Potencia energizados
- El CPG resulta del cociente entre estos costos y la máxima demanda en horas de punta registrada en los nodos de compra o entrega del semestre considerado. Este componente de costo es distinto para cada clase de clientes. Para distribuir los costos de la potencia mayorista entre las distintas clases de clientes se debe analizar la coincidencia interna y externa de la demanda en horas de punta de cada clase con respecto a la demanda agregada máxima en horas de punta de la distribuidora en el nivel de alta tensión. En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.
- b) Los componentes de costos por energía deben reflejar el costo de generación de energía promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes en las horas de punta y de fuera de punta.
- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.

10



- (i.5) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
- (i.6) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
- (i.7) Costos de potencia energizados.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^p$).

$$CEGP = \sum_1^7 Costos \times \%CR_p^p$$

- (iii) El componente de costo por energía en horas fuera de punta (CEGFP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta respecto al total de la energía comprada ($1 - \%CR_p^p$).

$$CEGFP = \sum_1^7 Costos \times (1 - \%CR_p^p)$$

- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
 - (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (iv.1.3) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (iv.1.4) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.
 - (iv.1.5) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
 - (iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

402



Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes. A estos componentes se les agrega el (GEGRT) para obtener un componente de costos por energía total, $CEGP_{Total}$ y $CEGFP_{Total}$.

Donde Dice:

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW). Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase
- b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

Debe decir:

Artículo 59 Una vez determinados los componentes de costos de abastecimiento de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda mayor a 15 kW en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima y de energía, en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente, teniendo en cuenta los factores de coincidencia y las pérdidas de potencia. En el caso de los Grandes Clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia deberán ser asignados a un cargo por demanda (en kW), se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Para el resto de los clientes, los componentes de generación relacionados a la potencia podrán ser energizados o incorporados parcialmente al cargo por energía a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP.

Apw



En el caso de las clases de clientes que tengan una demanda menor o igual a 15 kW y/o cuya equipamiento de medición permita sólo el registro de demanda máxima y una única medición de energía, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita:

- a) La asignación de CUCOST Y CPG al cargo de demanda máxima o al consumo de energía en el caso de las clases de cliente cuya medición no registre ningún tipo de demanda a partir del análisis de la curva de carga promedio de la clase
- b) La distribución de CEGP, CEGFP y CPST en el consumo de energía a partir de la estimación de las participaciones del consumo de energía en horas de punta y fuera de punta de cada cliente como promedio de los valores agregados de la clase de clientes a la que pertenece.

Donde Dice:

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

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

Debe Decir:

Artículo 83 Facturación de Demanda: De acuerdo al Régimen Tarifario se podrán establecer tarifas con cargos por demanda a clientes con demandas mayores a quince (15) kW. A los clientes residenciales no se les aplicará tarifas con cargos por demanda, salvo que los mismos opten por una a su conveniencia. Se consideran clientes residenciales aquellos que usan la energía eléctrica para su vivienda exclusivamente.

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

En las tarifas horarias BTH, MTH y ATH se debe considerar el concepto de tolerancia para la aplicación del cargo por demanda, donde el pago en punta se paga si la demanda máxima diaria por ejemplo se registró cinco veces o más en el mes en las horas de punta del sistema.

Donde Dice:

Artículo 97 Cargo tarifario por consumo del alumbrado público

4/9



El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será ajustado cada seis (6) meses. Para efectuar este cálculo se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Este cargo podrá calcularse mediante las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} CCONAP_{p,i} &= CCONAP_{p,i}^{BASE} + CCONAP_{p,i}^{Correcc} \\ CCONAP_{p,i}^{BASE} &= CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \\ CCONAP_{p,i}^{Correcc} &= CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \end{aligned}$$

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

$CCONAP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$CCONAP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

Debe Decir:

Artículo 97 Cargo tarifario por consumo del alumbrado público

El cargo tarifario que corresponde al consumo del alumbrado público será ajustado cada seis (6) meses. Para efectuar este cálculo se tendrán en cuenta dos términos. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación de energía en horas fuera de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos

42



permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Este cargo podrá calcularse mediante las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} CCONAP_{p,i} &= CCONAP_{p,i}^{BASE} + CCONAP_{p,i}^{Correcc} \\ CCONAP_{p,i}^{BASE} &= CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \\ CCONAP_{p,i}^{Correcc} &= CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \end{aligned}$$

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

$CCONAP_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$CCONAP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

Los factores de ajuste se desarrollarán en el artículo 106.

Donde Dice:

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

Las componentes de los cargos tarifarios correspondientes a las pérdidas de energía estándar en distribución que representan la variación pura del cargo (BASE) y las correcciones, serán ajustados cada seis (6) meses mediante las expresiones que se detallan seguidamente y utilizando los índices $GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

$$CPERDE_{p,i}^P = CPERDE_{p,i}^{P-BASE} + CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$$



$$CPERDE_{p,i}^{P-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^P$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) del semestre p-1.

$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para categoría tarifaria i.

(ii) Fuera de Punta:

$$CPERDE_{p,i}^{FP} = CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} + CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p-1.

He



$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Fuera de Punta entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i.

b) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i} = CPERDE_{p,i}^{BASE} + CPERDE_{p,i}^{Correcc}$$
$$CPERDE_{p,i}^{BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-BASE}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$
$$CPERDE_{p,i}^{Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{Correcc} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GMTFPM_p^{CR-Correcc}}{GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$CPERDE_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p-1.

$CPERDE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i sin discriminación horaria.

$GMTPM_p^{CR-BASE}$, $GMTPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFPM_p^{CR-BASE}$, $GMTFPM_p^{CR-Correcc}$, $GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}$ y $GMTFP_{p-1}^{CR-BASE}$ son definidos en el artículo 107.

Debe Decir:

Artículo 99 Pérdidas de energía en distribución:

Las componentes de los cargos tarifarios correspondientes a las pérdidas de energía estándar en distribución que representan la variación pura del cargo (BASE) y las

[Handwritten signature]



correcciones, serán ajustados cada seis (6) meses mediante las expresiones que se detallan seguidamente y utilizando los índices $GMTM_p^{CR-BASE}$ y $GMTM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

$$CPERDE_{p,i}^P = CPERDE_{p,i}^{P-BASE} + CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$$
$$CPERDE_{p,i}^{P-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^P$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

$CPERDE_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Punta (P) (solo para categorías con discriminación horaria) del semestre p-1.

$CPERDE_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para categoría tarifaria i.

(ii) Fuera de Punta:

$$CPERDE_{p,i}^{FP} = CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} + CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$$
$$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) para el semestre p.

[Handwritten signature]



$CPERDE_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre p .

$CPERDE_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo por pérdidas estándar de energía de la categoría i en los bloques horarios de Fuera de Punta (FP) (solo para categorías con discriminación horaria) en el semestre $p-1$.

$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Fuera de Punta entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i .

b) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CPERDE_{p,i} = CPERDE_{p,i}^{BASE} + CPERDE_{p,i}^{Correcc}$$
$$CPERDE_{p,i}^{BASE} = CPERDE_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CPERDE_{p,i}^{Correcc} = CPERDE_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPERDE_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria para el semestre p .

$CPERDE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre p .

$CPERDE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de energía de la categoría i sin discriminación horaria en el semestre $p-1$.

$CPERDE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para cada categoría tarifaria i sin discriminación horaria.

$GMTM_p^{CR-BASE}$, $GMTM_p^{CR-Correcc}$ y $GMT_{p-1}^{CR-BASE}$ son definidos en el artículo 107.

143



Donde Dice:

Artículo 100 Pérdidas de potencia

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por los índices $GMTPM_p^{CR-BASE}$ y $GMTPM_p^{CR-Correcc}$ de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CPERDP_{p,i} = CPERDP_{p,i}^{BASE} + CPERDP_{p,i}^{Correcc}$$
$$CPERDP_{p,i}^{BASE} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-BASE}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CPERDP_{p,i}^{Correcc} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTPM_p^{CR-Correcc}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$CPERDP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre p-1, teniendo en cuenta los valores puros (BASE), sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$CPERDP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para categoría tarifaria i.

Debe Decir:

Artículo 100 Pérdidas de potencia

El cargo tarifario que corresponde a las pérdidas de potencia estándar en distribución será ajustado cada seis (6) meses por los índices $GMTM_p^{CR-BASE}$ y $GMTM_p^{CR-Correcc}$ de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$CPERDP_{p,i} = CPERDP_{p,i}^{BASE} + CPERDP_{p,i}^{Correcc}$$
$$CPERDP_{p,i}^{BASE} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-BASE}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CPERDP_{p,i}^{Correcc} = CPERDP_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GMTM_p^{CR-Correcc}}{GMTM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

182



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

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

$CPERDP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas estándar de potencia en distribución de la categoría i en el semestre $p-1$, teniendo en cuenta los valores puros (BASE), sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$CPERDP_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de abastecimiento y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$, para categoría tarifaria i .

Donde dice:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) **Cargo por Potencia de Generación**

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p , para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i}^P = CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}^P$, ó $CPOTGENE_{p,i}^P$: Cargo tarifario por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p .

$CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p .

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_{p,i}^P$, será un cargo aplicado en kW o en kWh para las horas de punta (P) dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_{p,i}^P$, y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_{p,i}^P$, en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El $CPOTGENGC_{p,i}^P$.

109



correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se actualizará con un factor de ajuste que sólo toma en cuenta el costo promedio por potencia de generación asociado a los Grandes Clientes y los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, el cual se detallará más adelante.

$CPOTGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$ ó $CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta. Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^P$).

$$GPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times \%CR_{p-2}^P$$

$GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CGP_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extra por restricciones y otros ($CGR_p^{CR-BASE}$).

$$GM_p^{CR-BASE} = CGP_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

$$\%CR_{p-2}^P = \frac{CR_{p-2}^P}{CR_{p-2}}$$

$\%CR_{p-2}^P$: Valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2.

CR_{p-2}^P : Energía realmente inyectada al sistema de la distribuidora en horas de Punta durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

180



$CR_{p,2}$: Energía total que ha sido realmente inyectada al sistema de la distribuidora durante el semestre p-2, cualquiera sea su origen, destinada a satisfacer la demanda de todos los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

El costo de generación permitido ($CGP_p^{CR-ASEP}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia:

- (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (1.3) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.
- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.

2. Costos por compra de energía:

- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la

R^u



energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.

- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP 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.
 - (2.4) La energía 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 ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
 - (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
3. Costos del Mercado:
- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
 - (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
 - (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$GM_p^{CR-BASE} = Monómico_GP_p \times VE_p$$

VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y



la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Mon\acute{o}mico_GP_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_p + \sum Costos_de_Compra_de_Energia_p + Costo_del_Mercado_p}{EnergiaComprada_p}$$

El costo de generación extra por restricciones y otros ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

- 1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
- 3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
- 4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.

El costo de generación por restricciones ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = Mon\acute{o}mico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ($Mon\acute{o}mico_GR_p$) resulta de la división del costo de generación por restricciones pronosticado entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el

[Handwritten signature]



semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$\text{Monómico_GR}_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \sum \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_p}{VE_p}$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$GP_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,j}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j}^{GC} \right) + \\ &SUM_{(NI=MDHORARIA)} (CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE} \times VE_{p,j}^P) + \\ &SUM_{(NI=MDHORARIA)} (CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VE_{p,j} \times FCP_i) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGENGC_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$CENEGEN_{p-1,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,j}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p.



$VE_{p,i}^p$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{p-Correcc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{p-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{p-Correcc}}{GPM_{p-1}^{p-BASE}} \right)$$

$GPM_p^{p-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPM_p^{p-Correcc} = (GPR_{p-1}) \times (1 + r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-1} = \sum_{n=1}^6 AM_n \times \left(\frac{r}{6} \right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GPR_{p-1} = CGPR_{p-2}^C - \left[\frac{SUM(CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i(CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) + SUM_i(CPOTGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{p-Correcc}) + SUM_{p-1+MINVARIACION}(CENEGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times VR_{p-2,i}^p + VarxComb_i \times VR_{p-2,i}^p) + SUM_{p-1+MINVARIACION}(CENEGEN_{p-2,i}^{p-BASE} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C + VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C)}{1} \right] + GPR_{p-1}$$

GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) en horas de Punta del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$CGPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo

Handwritten signature or mark.



permitido real de generación en horas de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación (CGR_{p-2}^C) por el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^P$).

$$CGPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times \%CR_{p-2}^P$$

CGR_{p-2}^C : Los costos totales de generación reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real ($CGPR_{p-2}^C$) más el costo de generación real extra por restricciones y otros ($CGRR_{p-2}^C$).

$$CGR_{p-2}^C = CGPR_{p-2}^C + CGRR_{p-2}^C$$

El costo de generación permitido real ($CGPR_{p-2}^C$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGPR_{p-2}^C = \text{Monómico_GR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real (Monómico_GR_{p-2}) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico_GR}_{p-2} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_{p-2} + \text{Costo_del_Mercado}_{p-2}}{\text{EnergíaComprada}_{p-2}}$$

El costo de generación real por restricciones ($CGRR_{p-2}^C$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación por restricciones real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2}^C = \text{Monómico_GRR}_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ($\text{Monómico_GRR}_{p-2}$) resulta de la división del costo de generación real por restricciones entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

[Handwritten signature]



$$\text{Monómico_GRR}_{p-2} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_{p-2} + \sum \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_{p-2} + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGEN_{p-2,j}^{P-BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,j}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,j}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,j}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$FCP_{p-2,j}^C$: Valor del Factor de Consumo en Punta “Corregido” correspondiente a la categoría tarifaria i y el semestre p-2. Este nuevo Factor de Consumo en Punta para cada categoría tarifaria i permite conservar la coherencia entre la energía comprada durante las horas de punta y la vendida en este mismo intervalo de tiempo, manteniendo como diferencia las pérdidas. El cálculo de la corrección de este factor se realiza mediante las ecuaciones siguientes:

$$\begin{aligned} VRSM_{p-2}^P &= VR_{p-2}^P - \sum_{i=1}^{N_{i=MDHORARIA}} (VR_{p-2,i}^P) \\ FCVRS_{p-2}^P &= \frac{VRSM_{p-2}^P}{\left(\sum_{i=1}^{N_{i=MDNOHORARIA}} (VR_{p-2,i}^P \times FCP_i) \right)} \\ FCP_{p-2,j}^C &= FCP_i \times FCVRS_{p-2}^P \end{aligned}$$

Handwritten signature or mark.



Para calcular VR_{p-2}^P es necesario tener en cuenta que la relación existente entre esta energía de Punta y la total vendida (VR_{p-2}) en p-2 debe ser similar a la relación entre las energías compradas en punta CR_{p-2}^P y la total comprada CR_{p-2} en el mismo semestre. Por este motivo se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \%CR_{p-2}^P &= \frac{CR_{p-2}^P}{CR_{p-2}} \\ VR_{p-2}^P &= \%CR_{p-2}^P \times VR_{p-2} \end{aligned}$$

$VRSM_{p-2}^P$: Ventas consideradas reales de energía en la punta (P) para las categorías tarifarias “sin” medición horaria durante el semestre p-2.

$FCVRSM_{p-2}^P$: Factor de corrección de las ventas reales de energía en punta durante el semestre p-2 de las categorías tarifarias que “no” poseen medición horaria.

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} & \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j}^{OC} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{j=1}^6 DMAX_{p-2,i,j}^{OC} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ & \text{SUM}_{i=1}^n \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i} \right) \end{aligned} \right] \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-2.

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

De igual manera que para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrá en cuenta para la actualización de los cargos por energía, los conceptos mencionados, es decir, el denominado Base, que siempre corresponde a los costos estimados para el semestre p y sus actualizaciones y el denominado *Correcc*, que corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo por las diferencias entre

100



los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2. Seguidamente se detallarán las expresiones que serán utilizadas para las categorías de clientes que poseen medición con discriminación horaria y las correspondientes a las categorías sin esta medición.

(i) *Para las categorías que posean medición con discriminación horaria*

(i.1) *Cargo por energía en horas de Punta*

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (P), para cada categoría tarifaria i, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(i.2) *Cargo por energía en horas Fuera de Punta*

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i, se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

49



$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i .

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre $p-1$.

$GFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de compras. Los costos de generación en horas Fuera de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) por uno menos el valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre $p-2$ ($\%CR_{p-2}^p$).

$$GFPM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} \times (1 - \%CR_{p-2}^p)$$

$GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas Fuera de Punta en el semestre p , calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre $p-1$. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GFPM_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{n_{CONSUMID}} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}^{est} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{est}) + \sum_{i=1}^{n_{CONSUMID}} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}^{est} \times (1 - FCP_p) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{est})}{\sum_{i=1}^{n_{CONSUMID}} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p-1,i}^{est} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p-1,i}^{est})} \right]$$



$CCONAP_{p-1,j}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, estimado al momento de calcular $GFP_{p-1}^{CR-BASE}$.

El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,j}^{CR-Correcc} = CENEGEN_{p-1,j}^{CR-BASE} \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GFPM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$GFPM_p^{CR-Correcc} = (GFPR_{p-2}) \times (1 + r) + Int_{p-2}$$
$$Int_{p-2} = \sum_{m=1}^6 AM_m \times \left(\frac{1}{6} \right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2, ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-1}^{C} - \left[\begin{aligned} &SUM_{FV=CHOBARBA} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{CR-BASE} \times VR_{p-1,j}^{CR} + CCONAP_{p-1,j}^{BASE} \times VR_{p-1,j} \right) + \\ &+ VarzComb \times VR_{p-1,j}^{CR} \end{aligned} \right] + \left[\begin{aligned} &SUM_{FV=ARNOVUOTARBA} \left(CENEGEN_{p-1,j}^{BASE} \times VR_{p-1,j} \times (1 - FCF_{p-1,j}^C) + CCONAP_{p-1,j}^{BASE} \times VR_{p-1,j} \right) \\ &+ VarzComb \times VR_{p-1,j} \times (1 - FCF_{p-1,j}^C) \end{aligned} \right] + GFPR_{p-1}$$

$GFPR_{p-1}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales, más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente), incluidos ingresos producidos por los cargos BASE por consumo de alumbrado público, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CGFPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total real de generación (CGR_{p-2}^C) por uno menos el

8



valor representativo de la relación existente entre la energía comprada en punta respecto de la total comprada por la distribuidora durante el semestre p-2 ($\%CR_{p-2}^P$)

$$CGFPR_{p-2}^C = CGR_{p-2}^C \times (1 - \%CR_{p-2}^P)$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^{FP}$: Venta real de energía en horas Fuera de Punta durante el semestre p-2 a todos los clientes de la categoría i con medición horaria.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2.

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) ambos en el semestre p-2 y referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GFPR_{p-2} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{NOHORARIA}}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_{i=1}^{N_{\text{NOHORARIA}}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCR_i) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right)}{\sum_{i=1}^{N_{\text{NOHORARIA}}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_{i=1}^{N_{\text{NOHORARIA}}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCR_i) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right)} \right]$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por consumo de energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

(ii) *Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria*

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$



$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p .

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre $p-2$ para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-BASE}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-BASE}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GPM_p^{CR-Correcc}}{GPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFPM_p^{CR-Correcc}}{GFPM_{p-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos por potencia de generación estimados para el semestre p . El segundo término, con una denominación *Correcc*, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre $p-2$ y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre $p-2$.

El cargo tarifario por potencia para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia a aplicar durante el semestre p , para cada categoría tarifaria i , teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGENGC_{p,i}^P = CPOTGENGC_{p,i}^{P-BASE} + CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CPOTGENGC_{p,i}^P$: Cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p .

420



$CPOTGENGC_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p.

$CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia, ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CPOTGENGC_{p,i}^{P-BASE} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-BASE}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GPMGC_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación que le corresponden en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

En este caso, los costos por potencia de generación permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de la potencia de generación (*Costo_Promedio_Potencia_G_p*) por los kW de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, ambos valores estimados para el semestre p. El costo promedio de potencia resulta de la división de los costos por potencia de generación pronosticados entre la demanda (kW) total de la distribuidora en los nodos de compra o entrega. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPMGC_p^{CR-BASE} = DMAXE_p^{GC} \times (Costo_Promedio_Potencia_G_p)$$

$DMAXE_p^{GC}$: Total de Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p.

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, demanda comprada y vendida) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

Para calcular el valor $GPMPGC_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos por potencia de generación permitidos a trasladar a las tarifas de los Grandes Clientes, se determinarán utilizando el precio promedio por potencia de generación para atender a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este costo resulta de:

pe



- (i) Costos de compra de potencia de contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (ii) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
- (iii) Costos o ingresos por compensaciones de potencia: costos o ingresos por las compensaciones de potencia que se pueden dar diariamente en la hora de máxima generación, donde el precio lo determina el precio de la última oferta aceptada, siempre que sea menor que el precio fijado mediante Resolución de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (iv) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (v) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (vi) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, asociados a la potencia.
- (vii) Menos los costos de Potencia energizados.

$GPGC_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia para cubrir los costos por potencia de generación causados por ellos en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de demanda del semestre p y los cargos BASE por potencia del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$GPGC_{p-1}^{CR-BASE} = \left[SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i}^{GC} \right) \right]$$

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

[Handwritten signature]



$$CPOTGENGC_{p,i}^{P-Correcc} = CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GPMGC_p^{CR-Correcc}}{GPGC_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$GPMGC_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamentos actualizado con la tasa de descuento “ r ”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GPMGC_p^{CR-Correcc} = (GPRGC_{p-2}) \times (1 + r)$$
$$GPRGC_{p-2} = CGPRGC_{p-2}^C - \left[SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{CC} \right) \right] + GPRGC_{p-4}$$

$GPRGC_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos por potencia de generación reales y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos Base y las ventas reales) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) por potencia en el semestre p-2 ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia.

$GPRGC_{p-4}$: Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales por potencia (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPRGC_{p-4} = \left[\left[SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{CC} \right) \right] - \left[SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{CC} \right) \right] \right]$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CGPRGC_{p-2}^C$: Costo permitido Real por potencia de generación calculado en base a los costos reales por potencia (facturados a la distribuidora) y a la demanda real en el semestre p-2. El costo permitido real por potencia de generación es el resultado de multiplicar el costo promedio por potencia de generación (*Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2}*) por los kW reales de demanda de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia), ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio por potencia resulta de la división de los costos reales por potencia de generación entre la demanda real (kW) de la distribuidora en los nodos de compra o entrega en el semestre. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPRGC_{p-2}^C = DMAX_{p-2}^{(K)} \times (Costo_Promedio_Potencia_G_{p-2})$$

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2.

[Handwritten signature]



$DMAX_{p-2}^{GC}$: Total de Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia, durante el semestre p-2.

Debe decir:

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

Para calcular la actualización del cargo tarifario por potencia de generación se tendrán en cuenta también los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de generación en horas de punta estimados para el semestre p. El segundo término, con una denominación Correcc, corresponde a la corrección que habría que introducir en el cargo, por las diferencias entre los costos reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) en el semestre p-2 y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales) en el semestre p-2.

El cargo tarifario por potencia a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i teniendo en cuenta ambos términos se calculará como:

$$CPOTGEN_{p,i} = CPOTGEN_{p,i}^{BASE} + CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CPOTGEN_{p,i}$ ó $CPOTGEN_{p,i}'$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p,

$CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$ ó $CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p.

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGEN_{G,i}$. El $CPOTGEN_{G,i}$ correspondiente a los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.

$CPOTGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos Correcc y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos Correcc y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

Handwritten signature



$$CPOTGEN_{p,j}^{BASE} = CPOTGEN_{p-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPOTGEN_{p-1,j}^{BASE}$ ó $CPOTGEN_{p-1,j}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$GM_p^{CR-BASE}$: Los costos totales de generación permitidos a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$).

$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} + CGR_p^{CR-BASE}$$

El costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

- I. Costos de compra de potencia:
 - (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
 - (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Parte del costo de la potencia de un contrato podrá ser energizado o incorporado parcialmente a los costos por energía. Lo anterior puede ser realizado a propuesta de la distribuidora o a sugerencia de la ASEP, y en cualquier caso los costos de potencia que resulten a energizar o a incorporar parcialmente en los costos de energía deberán ser aprobados por la ASEP.
 - (1.3) 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 de la ASEP. En caso contrario, el precio máximo es el establecido por la Resolución de la ASEP vigente para el semestre. En el caso que la empresa resulte vendiendo y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
 - (1.4) Costos por reserva de largo plazo: costos correspondientes a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP.

[Handwritten signature]



- (1.5) La potencia asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
2. Costos por compra de energía:
- (2.1) Costos por compra de energía asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos.
- (2.2) Costos de compra de energía asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP 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.
- (2.4) La energía 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 ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (2.5) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
3. Costos del Mercado:
- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.



- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

El costo de generación permitido ($GM_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CG_p^{CR-BASE} = Monómico_GP_p \times VE_p$$

VE_p : Ventas pronosticadas de energía durante el semestre p. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluido el consumo pronosticado de Alumbrado Público.

El precio promedio ponderado monómico de generación permitido ($Monómico_GP_p$) resulta de la división de los costos de generación pronosticados entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$Monómico_GP_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_p + \sum Costos_de_Compra_de_Energía_p + Costo_del_Mercado_p}{EnergíaComprada_p}$$

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) involucra los siguientes costos:

1. Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
2. Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia de propiedad de los clientes en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.
3. Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.
4. Porción del Mercado Ocasional causada por la compra de energía para suplir los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o

[Handwritten signature]



suspensión haya sido autorizada por la ASEP: los sobre costos calculados con base en cómo habría sido la liquidación si los contratos cancelados o suspendidos siguieran vigentes y su costo según contrato. El costo total del mercado ocasional sumando la porción asignada a Costo de generación extra por restricciones y la porción asignada en Costos por compra de Energía debe sumar el monto establecido por compra de energía en el Mercado ocasional, según la liquidación presentada por el CND.

- 5. Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

El costo de generación extraordinario ($CGR_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_p^{CR-BASE} = Monómico_GR_p \times VE_p$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($Monómico_GR_p$) resulta de la división del costo de generación extraordinario entre la suma de las ventas pronosticadas (kWh) de la distribuidora durante el semestre p a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, incluyendo el Alumbrado Público.

$$Monómico_GR_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_p + Costos_de_Autoabastecimiento_p + \sum Sobrecostos_por_Generación_Obligada_p + Porción\ del\ Mercado\ Ocasional\ por\ contratos\ cancelados\ o\ suspendidos_p + Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje_p}{VE_p}$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los valores antes mencionados (Costos de generación, energías compradas, generadas y vendidas) son valores pronosticados puros (BASE) sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para cubrir los costos de generación en horas de Punta en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

gpe



$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{GC-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i \in MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-1.

$\sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC}$: Demanda máxima pronosticada de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$VE_{p,i}^P$: Ventas pronosticadas de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-1.

$VE_{p,i}^{FP}$: Ventas pronosticadas de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que disponga de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

$CENEGEN_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado en el semestre p-1 con los cargos BASE.

$CCONAP_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-1.

Al igual que en casos anteriores, el término de corrección resultará de la siguiente expresión:

$$CPOTGEN_{p,i}^{Correc} = CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

[Handwritten signature]



$GM_p^{CR-Correcc}$: Valor de los apartamentos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$GM_p^{CR-Correcc} = (GR_{p-2}) \times (1+r) + Int_{p-2}$$

$$Int_{p-2} = \sum_{n=1}^6 AM_n \times \left(\frac{r}{6}\right)$$

Int_{p-2} son los intereses generados dentro del periodo tarifario p-2 ocasionados por el desfase de dos meses entre el costo estimado y el costo permitido a recuperar en el ajuste mensual (AM) del cargo variable por combustible.

En caso de que el desfase sea mayor o menor se calculará el interés causado por el número de meses que transcurran hasta que se incorpore su recuperación.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGENE_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j}) + SUM_i\left(CPOTGEN_{p-2,j}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}\right) + \\ &SUM_i\left(CPOTGENGC_{p-2,j}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,j}^{GC}\right) + SUM_i(VarxComb_i \times VR_{p-2,j}) + \\ &SUM_{(VI=MDHORARIA)}(CENEGEN_{p-2,j}^{P-BASE} \times VR_{p-2,j}^P + CENEGEN_{p-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,j}^{FP}) + \\ &SUM_{(VI=MDINHORARIA)}(CENEGEN_{p-2,j}^{BASE} \times VR_{p-2,j}) + SUM_i(CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,j}) \end{aligned} \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales más los ingresos producidos por los cargos por Variación por Combustible relacionados a los costos del periodo respectivo por la venta donde fue aplicado, ya sea en p-2 y p-1 respectivamente) del semestre p-2, y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2 ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

CGR_{p-2}^C : Los costos totales de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre sumando el costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) más el costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$).

$$CGR_{p-2}^C = CGR_{p-2} + CGRR_{p-2}$$

El costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGR_{p-2} = Monómico_{GR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_{GR_{p-2}}$) resulta de la división de los costos de generación reales entre la suma de la energía comprada (kWh)

104



por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en el semestre p-2, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$$\text{Monómico}_{GR_{p-2}} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_{p-2} + \sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_{p-2} + \text{Costo_del_Mercado}_{p-2}}{\text{EnergíaComprada}_{p-2}}$$

El costo de generación extraordinario real ($CGRR_{p-2}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación extraordinario real para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

$$CGRR_{p-2} = \text{Monómico}_{GRR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación extraordinario ($\text{Monómico}_{GRR_{p-2}}$) resulta de la división del costo de generación extraordinario real entre la suma de las ventas reales (kWh) de la distribuidora a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente durante el semestre p-2, incluyendo el alumbrado Público.

$$\text{Monómico}_{GRR_{p-2}} = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_{p-2} + \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_{p-2} + \text{Porción del Mercado Ocasional por contratos cancelados o suspendidos}_{p-2} + \text{Sobrecostos_por_incremento_de_precios_de_contratos_por_arbitraje}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por potencia de generación para cada categoría tarifaria i para el semestre p-2, teniendo en cuenta solamente los valores BASE de p-2. En el caso en que en la categoría tarifaria i el cargo por potencia se exprese energizado parcialmente, debe utilizarse también $CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$.

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en punta (P) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.

$VR_{p-2,i}^P$: Ventas Reales de energía en la punta (P) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p-2 según los cargos BASE.



$VR_{p-2,i}^{FP}$: Ventas Reales de energía en las horas fuera de punta (FP) para cada categoría tarifaria i con medición horaria durante el semestre p-2.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,i}^{GC}$: Demanda máxima leída de los Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia para el semestre p-2.

$CENEGEN_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p-2 según los cargos tarifarios BASE.

$VarxComb_i$: Cargo Variación por Combustible para cada categoría tarifaria i relacionados a los costos del semestre p-2.

$CCONAP_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo BASE por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2

GPR_{p-4} : Monto necesario para cubrir las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + SUM(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) \\ &SUM(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + SUM(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) - \\ &SUM_{i \in \text{MDHORARIA}}(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in \text{MDHORARIA}}(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \end{aligned} \right] - \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + SUM(CPOTGENE_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}) \\ &SUM(CPOTGENGC_{p-2,i}^{Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}) + SUM(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \\ &SUM_{i \in \text{MDHORARIA}}(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in \text{MDHORARIA}}(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$ ó $CPOTGENE_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia calculado para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.



$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre *p-2*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía en horas fuera de punta para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado en el semestre *p-2*.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por energía para cada categoría tarifaria *i* que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre *p-2*.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correcc}$: Cargo *Correcc* por consumo de alumbrado público para cada categoría tarifaria *i* para el semestre *p-2*

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

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

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i.1) Cargo por energía en horas de Punta

El cargo tarifario por generación de energía en horas de punta (*P*), para cada categoría tarifaria *i*, se calculará como:

$$CENEGEN_{p,i}^P = CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^P$: Cargo tarifario por energía en horas de punta (*P*) para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre *p*.

$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE}$: Cargo Base por energía en horas de punta (*P*) para cada categoría tarifaria *i* que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre *p*.

19



$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Adicionalmente, al realizar los cálculos para cada semestre p, se calculará el término de corrección, que resultará de la expresión siguiente:

$$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Las variables utilizadas en esta expresión han sido también definidas anteriormente.

(1.2) *Cargo por energía en horas Fuera de Punta*

El cálculo del cargo tarifario por generación de energía en horas Fuera de Punta, para cada categoría i, se efectúa de manera similar al detallado en el apartado anterior, de la suma de los cargos BASE y su corrección, así:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP} = CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} + CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: Cargo tarifario por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE}$: Cargo Base por energía en las horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

El primero de los conceptos planteados, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$



El término de corrección en el cargo tarifario por energía, resultará de la siguiente expresión:

$$CENEGEN_{p,i}^{FP-Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-Correcc}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

(ii) *Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria*

Siguiendo la misma secuencia de cálculos que los efectuados anteriormente para los cargos por energía, donde se determinaron los valores base y las correcciones correspondientes, en este caso se utilizan las siguientes expresiones:

$$CENEGEN_{p,i} = CENEGEN_{p,i}^{BASE} + CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$$

$CENEGEN_{p,i}$: Cargo tarifario por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario, calculado para el semestre p.

$CENEGEN_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloque horario.

$$CENEGEN_{p,i}^{BASE} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CENEGEN_{p,i}^{Correcc} = CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GM_p^{CR-BASE}}{G_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

El cargo tarifario por potencia de generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora les compra su potencia corresponderá al cargo máximo por Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP, por lo que se actualizará, cuando la ASEP apruebe un nuevo cargo máximo. Los ingresos producidos por los cargos por potencia de los Grandes Clientes, se utilizarán en el cálculo del factor de ajuste del resto de los componentes de generación, ya que ese ingreso es parte de lo que utiliza la empresa de distribución para el pago a los generadores.



Donde Dice:

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

a) *En Punta:*

Para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y los costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta pronosticados para el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTPM_p^{CR} = GMTPM_p^{CR-BASE} + GMTPM_p^{CR-Correcc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTPM_p^{CR-BASE} = GPM_p^{CR-BASE} + TM_p^{CR-BASE} + PTM_p^{CR-BASE}$$

$GMTPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) en horas de punta pronosticados en el semestre p.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTPM_p^{CR-Correcc} = GPM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

$GMTPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas de punta entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria.

Los ingresos reales de generación a utilizar, son los que no incluyen los ingresos producto de los cargos por variación de combustible.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos BASE de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas de transmisión en horas de punta ($GMTP_{p-1}^{CR-BASE}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMTP_{p-1}^{CR-BASE} = GP_{p-1}^{CR-BASE} + T_{p-1}^{CR-BASE} + PT_{p-1}^{CR-BASE}$$

1
for



b) En fuera de punta:

De igual manera que para el caso anterior, para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTFPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados en el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTFPM_p^{CR} = GMTFPM_p^{CR-BASE} + GMTFPM_p^{CR-Correcc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTFPM_p^{CR-BASE} = GFPM_p^{CR-BASE}$$

$GMTFPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación de energía en horas fuera de punta pronosticados para el semestre p, sin corrección alguna por diferencias de semestres pasados.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTFPM_p^{CR-Correcc} = GFPM_p^{CR-Correcc}$$

$GMTFPM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron en horas fuera de punta entre los costos de generación y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos durante el semestre p-2.

Los ingresos reales de generación a utilizar, son los que no incluyen los ingresos producto de los cargos por variación de combustible.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos de generación de energía en horas fuera de punta ($GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMTFPM_{p-1}^{CR-BASE} = GFPM_{p-1}^{CR-BASE}$$

Debe Decir:

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

Para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTPM_p^{CR}$), con la finalidad de cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y los costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados



para el semestre p, se tendrán en cuenta los correspondientes valores BASE y las correcciones necesarias para compensar las desviaciones producidas en el semestre p-2, así:

$$GMTM_p^{CR} = GMTM_p^{CR-BASE} + GMTM_p^{CR-Correcc}$$

El cálculo de los valores BASE, se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$GMTM_p^{CR-BASE} = GM_p^{CR-BASE} + TM_p^{CR-BASE} + PTM_p^{CR-BASE}$$

$GMTM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión) pronosticados en el semestre p.

El cálculo de la corrección necesaria para compensar los apartamientos producidos en el semestre p-2 se calcula de la siguiente manera:

$$GMTM_p^{CR-Correcc} = GM_p^{CR-Correcc} + TM_p^{CR-Correcc} + PTM_p^{CR-Correcc}$$

$GMTM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria.

Los ingresos reales de generación a utilizar, son los que no incluyen los ingresos producto de los cargos por variación de combustible.

El cálculo de la actualización del valor que se recuperaría con los cargos de p-1 correspondientes a los costos BASE de generación, costos del sistema de transporte y pérdidas de transmisión ($GMT_{p-1}^{CR-BASE}$), aplicados a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para el semestre p, se efectúa de acuerdo a la siguiente expresión:

$$GMT_{p-1}^{CR-BASE} = G_{p-1}^{CR-BASE} + T_{p-1}^{CR-BASE} + PT_{p-1}^{CR-BASE}$$

Donde Dice:

Artículo 129 El efecto de las variaciones de costos en los cargos tarifarios $CPOTGEN^p$, $CENEGEN^p$, $CENEGEN^{p,p}$, $CENEGEN$ y $CCONAP$ para cada categoría tarifaria i, se calculará bajo los siguientes criterios y mediante las siguientes expresiones:

a) La actualización parcial mensual para los cargos $CPOTGEN^p$ será:

$$CPOTGEN_{m,j}^p = CPOTGEN_{m,j}^{p-BASE} + CPOTGEN_{m,j}^{p-Correcc}$$

Handwritten signature or mark.



$$CPOTGEN_{m,j}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

b) La actualización parcial mensual para los cargos CENEGEN^P, CENEGEN^{FP} y CENEGEN serán:

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{m,j}^P = CENEGEN_{m,j}^{P-BASE} + CENEGEN_{m,j}^{P-Correc}$$

$$CENEGEN_{m,j}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{GP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$$CENEGEN_{m,j}^{FP} = CENEGEN_{m,j}^{FP-BASE} + CENEGEN_{m,j}^{FP-Correc}$$

$$CENEGEN_{m,j}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{m,j} = CENEGEN_{m,j}^{BASE} + CENEGEN_{m,j}^{Correc}$$

$$CENEGEN_{m,j}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{BASE} \times \left[FCP \times \left(\frac{GP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP) \times \left(\frac{GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

c) La actualización parcial mensual para los cargos CCONAP será:

$$CCONAP_{m,j} = CCONAP_{m,j}^{BASE} + CCONAP_{m,j}^{Correc}$$

$$CCONAP_{m,j}^{BASE} = CCONAP_{m-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMF_p}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde:

m: es el mes donde se aplicará la actualización parcial mensual.

“p-restante”: son los dos meses que siguen al inicio de la aplicación del cargo calculado, incluyendo el primer mes en que se aplica el mismo.

$GP_{p-restante}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta en el período “p-restante” con Ajuste Mensual (de m-2) calculado a partir de las estimaciones de compras y la actualización parcial de costos, 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-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.



$GP_{m-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta para el mes m , calculado a partir de las estimaciones de ventas en el período “p-restante” y los cargos BASE de $m-1$ ($CPOTGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$ y $CENEGEN^{BASE}$) para cada clase de clientes i .

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

El componente $GP_{p-restante \times con AMP_m}^{CR-BASE}$ del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido en el Régimen Tarifario vigente y de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Para los meses de enero y julio, en, en cada mes que inicia un periodo semestral:

$$GP_{p-restante \times con AMP_m}^{CR-BASE} = GP_{p-restante}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$GP_{p-restante \times con AMP_m}^{CR-BASE} = GP_{p-restante \times con AMP_{m-1}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

$GP_{p-restante}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas de punta en el período “p-restante”, es decir, es el producto de los cargos BASE de generación en horas de punta previstos para el periodo p por los kWh pronosticados a vender en horas de punta a los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes cuando se hizo la actualización del periodo p , que corresponda al periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

AMP_m : es el ajuste mensual del periodo de punta a aplicar en el mes “ m ” que corresponde al tercer mes anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Es la diferencia entre el costo permitido de generación en horas de punta ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del periodo p para $m-2$, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos y por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación en las horas de punta para $m-2$ y las ventas reales de $m-2$, ambos en las horas de punta para cada clase de clientes i , así:

$$AMP_m = GPM_{m-2,real-permit}^{CR-BASE} - \left[\frac{SUM(CPOTGEN_{m-2}^{P-BASE} \times VR_{m-2}) + SUM(CPOTGEN_{m-2}^{P-BASE} \times \sum_{j=1}^2 DMAX_{m-2,j}) + SUM_{i \in \text{no abastecidos}} (CENEGEN_{m-2}^{P-BASE} \times VR_{m-2}^i) + SUM_{i \in \text{no abastecidos}} (CENEGEN_{m-2}^{BASE} \times VR_{m-2}^i \times FCP_{m-2}^i)}{SUM(CPOTGEN_{m-2}^{P-BASE} \times VR_{m-2}) + SUM(CPOTGEN_{m-2}^{P-BASE} \times \sum_{j=1}^2 DMAX_{m-2,j}) + SUM_{i \in \text{no abastecidos}} (CENEGEN_{m-2}^{P-BASE} \times VR_{m-2}^i) + SUM_{i \in \text{no abastecidos}} (CENEGEN_{m-2}^{BASE} \times VR_{m-2}^i \times FCP_{m-2}^i)} \right]$$

$GPM_{m-2,real-permit}^{CR-BASE}$: Costo permitido de generación en horas de punta ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados



cuando se hizo la actualización del periodo p para $m-2$, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos y por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.

Los costos de generación en horas de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de punta ($Monómico_G_p^P$) por las ventas estimadas (kWh) cuando se hizo la actualización semestral vigente (excluyendo el consumo de alumbrado público). El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación en punta actualizado parcialmente (con los costos por energía de contratos térmicos y mercado ocasional) entre la suma de la energía comprada real (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 periodo, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMFP_m$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en punta en el periodo “p-restante” con los cargos BASE de generación de la tarifa actualizada en el mes $m-1$, 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 periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMFP_m$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación fuera de punta en el periodo “p-restante” con Ajuste Mensual (de $m-2$) calculado a partir de las estimaciones de compras y la actualización parcial de costos, 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 periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$GFP_{m-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en horas fuera de punta para el mes m , calculado a partir de las estimaciones de ventas en el periodo “p-restante” y los cargos BASE de $m-1$ ($CENEGEN^{CR-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ y $CCONAR^{BASE}$) para cada clase de clientes i .

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

El componente $GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMFP_m$ del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido en el Régimen Tarifario vigente y de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Para los meses de enero y julio, en cada mes que inicia un periodo semestral:

$$GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMFP_m = GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \times original_m + AMFP_m$$

- Para los restantes meses:

Handwritten signature



$$GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \text{ con } AMFP_m = GFP_{p-restante}^{CR-BASE} \text{ con } AMFP_{m-1} + AMFP_m$$

Donde

$GFP_{p-restante}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación fuera de punta en el período “p-restante”, es decir, es el producto de los cargos BASE de generación en horas fuera de punta previstos para el periodo p por los kWh pronosticados a vender en horas fuera de punta a los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes cuando se hizo la actualización del periodo p, que corresponda al periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$AMFP_m$: es el ajuste mensual del periodo fuera de punta a aplicar en el mes “m” que corresponde al tercer mes anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Es la diferencia entre el costo permitido de generación en horas fuera de punta ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos y por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación en las horas de punta para m-2 y las ventas reales de m-2, ambos en las horas de punta para cada clase de clientes i, así.

$$AMFP_m = GFP_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} - \left[\frac{\sum_{i \in MDHORARIA} \left(CENEGEN_{m-2,j}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,j}^{FP} \right) + \left(CCONAP_{m-2,j}^{BASE} \times VR_{m-2,j} \right)}{\sum_{i \in MDHORARIA} \left(CENEGEN_{m-2,j}^{BASE} \times VR_{m-2,j} \times (1 - FCP_{m-2,j}^C) \right) + \left(CCONAP_{m-2,j}^{BASE} \times VR_{m-2,j} \right)} \right]$$

$GFP_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE}$: Costo permitido de generación en horas fuera de punta ocasionados en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos y por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.

Los costos de generación en horas fuera de punta permitidos son el producto de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas fuera de punta ($Monómico_{G_p}^{FP}$) por las ventas estimadas (kWh) cuando se hizo la actualización semestral vigente (incluyendo el consumo de alumbrado público) en ese periodo. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación en fuera de punta actualizados parcialmente entre la suma de la energía comprada real (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 fuera de punta en el periodo, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFP_{p-restante}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación fuera de punta



en el periodo “p-restante” con los cargos BASE de generación de la tarifa actualizada en el mes m-1, 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 periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

Debe decir:

Artículo 129 El efecto de las variaciones de costos en los cargos tarifarios CPOTGEN^P, CENEGEN^P, CENEGEN^{FP}, CENEGEN y CCONAP para cada categoría tarifaria i, se calculará bajo los siguientes criterios y mediante las siguientes expresiones:

a) La actualización parcial mensual para los cargos CPOTGEN^P será:

$$CPOTGEN_{m,j}^P = CPOTGEN_{m,j}^{P-BASE} + CPOTGEN_{m,j}^{P-Correc}$$
$$CPOTGEN_{m,j}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

b) La actualización parcial mensual para los cargos CENEGEN^P, CENEGEN^{FP} y CENEGEN serán:

(i) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{m,j}^P = CENEGEN_{m,j}^{P-BASE} + CENEGEN_{m,j}^{P-Correc}$$
$$CENEGEN_{m,j}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$
$$CENEGEN_{m,j}^{FP} = CENEGEN_{m,j}^{FP-BASE} + CENEGEN_{m,j}^{FP-Correc}$$
$$CENEGEN_{m,j}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{FP-BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

(ii) Para las categorías que no posean medición con discriminación horaria

$$CENEGEN_{m,j} = CENEGEN_{m,j}^{BASE} + CENEGEN_{m,j}^{Correc}$$
$$CENEGEN_{m,j}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

c) La actualización parcial mensual para los cargos CCONAP será:

$$CCONAP_{m,j} = CCONAP_{m,j}^{BASE} + CCONAP_{m,j}^{Correc}$$
$$CCONAP_{m,j}^{BASE} = CCONAP_{m-1,j}^{BASE} \times \left(\frac{G_{p-restante}^{CR-BASE} \times conAMP_m}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

Donde:



m: es el mes donde se aplicará la actualización parcial mensual.

“p-restante”: son los dos meses que siguen al inicio de la aplicación del cargo calculado, incluyendo el primer mes en que se aplica el mismo.

$G_{p\text{-restante}^*conAMP_m}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante” con Ajuste Mensual (de m-2) calculado a partir de las estimaciones de compras y la actualización parcial de costos, 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 el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$G_{m-1}^{CR-BASE}$: Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación para el mes m, calculado a partir de las estimaciones de ventas en el período “p-restante” y los cargos BASE de m-1 ($CPOTGEN^{P-BASE}$, $CPOTGENE^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ y $CCONAP^{BASE}$) para cada clase de clientes i.

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

El componente $G_{p\text{-restante}^*conAMP_m}^{CR-BASE}$ del factor de actualización se calculará considerando lo establecido para determinar el costo permitido en el Régimen Tarifario vigente y de acuerdo a las siguientes expresiones:

- Para los meses de enero y julio, en, en cada mes que inicia un periodo semestral:

$$G_{p\text{-restante}^*conAMP_m}^{CR-BASE} = G_{p\text{-restante}^*original_m}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$G_{p\text{-restante}^*conAMP_m}^{CR-BASE} = G_{p\text{-restante}^*conAMP_{m-1}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

$G_{p\text{-restante}^*original_m}^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante”, es decir, es el producto de los cargos BASE de generación previstos para el periodo p por los kWh pronosticados a vender a los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes cuando se hizo la actualización del periodo p, que corresponda al periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

AMP_m : es el ajuste mensual a aplicar en el mes “m” que corresponde al tercer mes anterior al mes en que se aplicará el ajuste. Es la diferencia entre el costo permitido de generación ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del periodo p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos

[Handwritten signature]



de excedentes que se incorporan y los ingresos producidos por los cargos BASE de generación para m-2 y las ventas reales de m-2, ambos para cada clase de clientes i, así:

$$AMP_n = GM_{m-2real-parcial}^{CR-BASE} - \left[\begin{aligned} &SUM(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{j=1}^2 DMAX_{m-2,i,j} \right) + \\ &SUM_{(i) \rightarrow MDHODRAMA} (CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^P + CENEGEN_{m-2,i}^{EP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{EP}) + \\ &SUM_{(i) \rightarrow MDHODRAMA} (CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$GM_{m-2real-parcial}^{CR-BASE}$: Costo permitido de generación ocasionado en el consumo de los clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes pronosticados cuando se hizo la actualización del período p para m-2, actualizando solamente los costos por compra de energía de contratos térmicos, por compras en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP y por los costos de los contratos de excedentes que se incorporan.

Esto costo, al igual que cuando se calculó para el semestre, debe estar compuesto por el costo de generación permitido ($CG_{m-2real-parcial}^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_{m-2real-parcial}^{CR-BASE}$), en este caso para el m-2 real parcial.

$G_{p-restante}^{CR-BASE} con AMP_{m-1}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir los costos de generación en el período “p-restante” con los cargos BASE de generación de la tarifa actualizada en el mes m-1, 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 el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

Para los meses de enero y julio, es decir, en cada mes que inicia un periodo semestral corresponde al cargo BASE original del periodo respectivo.

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

Dado a los 3 días del mes de 09 de 20 15

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 9039 -TelcoPanamá, 2 de septiembre de 2015

"Por la cual se comunica a los concesionarios de los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No.101), Internacional (No.103), de Comunicaciones Personales (No.106) y de Telefonía Móvil Celular (No.107), que en el caso que detecten tráfico irregular de llamadas, pueden proceder al bloqueo de las líneas telefónicas, previo cumplimiento de requisitos."

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que el Decreto Ejecutivo No. 143 de 29 de septiembre de 2006, por la cual se adopta el Texto Único de la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006, establece en su artículo 1 que el objeto de esta Ley es establecer la estructura y atribuciones de la institución reguladora y fiscalizadora de los servicios públicos, para lo cual, el Estado reconoce que la salud, bienestar y prosperidad de toda la población, requieren la prestación de servicios públicos adecuados, eficientes, confiables, ambientalmente seguros, a precios justos y razonables;
2. Que en el referido artículo 1 de dicha normativa, igualmente se señala que es política del Estado que los servicios públicos sean regulados efectiva e integralmente, de conformidad con el Artículo 284 de la Constitución Política de la República de Panamá;
3. Que la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, mantiene sus funciones de controlar, regular y fiscalizar la prestación de los servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, **telecomunicaciones**, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
4. Que a través de la Ley No.31 de 8 de febrero de 1996, reglamentada por el Decreto Ejecutivo No.73 de 9 de abril de 1997, se estableció el régimen jurídico aplicable al sector de las telecomunicaciones en Panamá;
5. Que el artículo 42 de la citada Ley No. 31 de 1996 establece como obligación de los concesionarios el permitir y mantener de manera equitativa, la interconexión de otros concesionarios a sus redes, en los casos en que esta Autoridad o los contratos de concesión lo autoricen, y de propiciar, que las interconexiones de las redes de telecomunicaciones se lleven a cabo en forma equitativa, con sujeción a lo establecido en el reglamento;
6. Que el Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, por el cual se reglamentó la Ley No. 31 de 1996, en su artículo 44, atribuye a esta Entidad Reguladora la facultad de dictar, entre otros temas de su competencia, normas técnicas y de gestión sobre interconexión;
7. Que el Título V del citado Decreto Ejecutivo No. 73 de 1997, reglamenta el tema de la interconexión y parte del principio de que la interconexión de las redes de los servicios de telecomunicaciones de uso público es obligatoria y, por tanto, una condición esencial de la concesión;
8. Que, en ese orden de ideas, el artículo 189 del Decreto Ejecutivo No. 73 ya citado, señala que los concesionarios están obligados a interconectar sus redes con las redes de otros concesionarios que lo soliciten y a proporcionar e instalar elementos de red, funciones y capacidades de acuerdo con los principios de neutralidad, no discriminación e igualdad de



Resolución AN No. 9029 -Telco
Panamá, 2 de septiembre de 2015
Pág. 2

acceso conforme a los términos y condiciones técnicas y económicas negociados de buena fe entre ellos y a la Ley, a dicho Decreto Ejecutivo y a los demás reglamentos que le sean aplicables;

9. Que la normativa vigente referente a la interconexión entre redes de concesionarios fijos-móviles, fijos-fijos y móviles-móviles, entiéndase el Decreto Ejecutivo No. 21 de 12 de enero de 1996 y el Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, establecen que la interconexión es obligatoria y que la misma deberá documentarse por escrito y registrarse ante la Entidad Reguladora, con las condiciones de interconexión acordadas entre sus sistemas;

10. Que ante esta Autoridad Reguladora, los concesionarios que prestan servicios básicos y móviles de telecomunicaciones han presentado los correspondientes Acuerdos de Interconexión que permiten enlazar los sistemas de telecomunicaciones, con el objeto de permitir el intercambio mutuo de tráfico de voz, datos, imágenes, video o de cualquier otro tipo entre usuarios de ambos sistemas, en forma continua o no, en tiempo real o en diferido;

11. Que como parte de estos Acuerdos de Interconexión se encuentra, entre otros aspectos, la metodología o formato para registrar y tasar una llamada internacional, para efectos de la conciliación de tráfico de interconexión, tal cual como señala la normativa vigente;

12. Que esta Entidad ha recibido quejas presentadas por algunos concesionarios, sobre la detección de tráfico internacional irregular entrante enrutado a sus redes (fijas y móviles), como si se tratase de llamadas generadas localmente, por lo que, para unificar criterios en esta materia, esta Autoridad procedió a solicitar a los concesionarios que actualmente están brindando los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No.101), Internacional (No. 103), de Comunicaciones Personales (No.106) y de Telefonía Móvil (No.107), tanto de la red fija como de la red móvil, a través de la *Nota DSAN No.01875-2015-C de 20 de julio de 2015*, que suministraran la siguiente información:

- Posibles enlaces, de cualquier tipo, a través de los cuales realiza el enrutamiento de su tráfico internacional entrante.
- Detalle del registro del tráfico internacional entrante.
- Parámetros utilizados para identificar y determinar que un tráfico internacional entrante en su red es irregular.

13. Que luego del análisis realizado a la información presentada por los concesionarios, en atención a la *Nota DSAN No.01875-2015-C* ya citada, esta Autoridad advirtió que la información aportada y los parámetros utilizados para identificar el tráfico internacional entrante en su red de tipo "irregular" no es uniforme, en cuanto a los detalles indicados por cada concesionario, por lo que, con el objetivo de que los concesionarios cuenten con un mecanismo único que les permita tomar las medidas pertinentes, esta Autoridad considera que debe aprobar los formatos y las directrices necesarias para que los mismos puedan presentar los correspondientes reclamos y realizar los bloqueos de líneas telefónicas;

14. Que sobre esta materia inclusive la Asociación GSM (abreviadamente GSMA), organización que reúne a la mayoría de operadores móviles del mundo y compañías relacionadas, dedicada al apoyo de la normalización, la implementación y promoción del sistema de telefonía móvil GSM, observa con gran preocupación que en algunos países de la región, resultan frecuentes ciertas prácticas en la industria de las telecomunicaciones, violatorias de la reglamentación del país en el que se configuran;

15. Que tal como lo define la Asociación GSM en sus discusiones, las "prácticas como el BY PASS¹ de redes o la Alteración del AN² de origen del tráfico de llamadas al ingresar desde el extranjero o dentro del territorio nacional a la red de destino, afectan, tanto a los Operadores Móviles, que se ven impedidos de cobrar los cargos correspondientes por la

¹ Consiste básicamente en el ingreso de comunicaciones evadiendo el uso de las redes propias de la interconexión regular, mediante el uso de equipos conversores, generando una serie de distorsiones en la calidad, confiabilidad, seguridad, economía e integridad de las comunicaciones, en directo perjuicio de los usuarios, del estado y de las propias empresas.

² Consiste en cambiar y/o fraguar el envío de esta información en cada una de las comunicaciones que se establecen, tanto en la telefonía fija como móvil y en la combinación de ambas.

F60

at

21

Q.



Resolución AN No. 9039 -Telco
Panamá, 2 de septiembre de 2015
Pág. 3

terminación de sus llamadas en las condiciones reglamentarias debidas", como también causan perjuicios fiscales y afectan la seguridad de toda la sociedad;

16. Que, en ese sentido, esta Asociación propone el impulso y fomento ante las autoridades regulatorias nacionales y organismos internacionales, para la actualización periódica de la normativa vigente, reconociendo el derecho de los operadores de interponer denuncias ante la Autoridad Reguladora y que ésta verifique las prácticas ilegales, a través del reconocimiento de los registros de tráfico de las redes de los operadores, reportes de sistemas y/o herramientas de detección como elementos probatorios, que en conjunción con actuaciones de la Autoridad, permitan determinar la práctica ilegal de estas conductas;

17. Que cabe indicar que de acuerdo a las normas que rigen en materia de telecomunicaciones en la República de Panamá, *todo tráfico entrante y saliente internacional* tanto en la red fija como en la red móvil, debe ser gestionado a través del Servicio de Telecomunicación Básica Internacional (No.103), y, dichos escenarios están debidamente considerados en los Acuerdos de Interconexión celebrados entre concesionarios;

18. Que para tales efectos, cada operador debe cumplir con el formato de registro de llamadas, acordados entre las partes para llamadas locales, llamadas nacionales y llamadas internacionales, denominado CDR's (registro de llamadas) el cual se utiliza para la conciliación de tráfico según su originación local, nacional o internacional;

19. Que dicho lo anterior, todas las llamadas generadas por un concesionario autorizado deben cumplir con la siguiente información en sus registros:

- Descripción de enrutamiento: para ello deben identificar en su CDR el código de señalización que utilizó, si es local o internacional (otorgado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos).
- Código de país.
- Código de acceso por operador local e internacional, si es por medio de roaming, etc.

Ejemplo de Códigos:

IMSI: Es el acrónimo de International Mobile Subscriber Identity (Identidad Internacional del Abonado a un Móvil). Es un código de identificación único para cada dispositivo de telefonía móvil, integrado en la tarjeta SIM, que permite su identificación a través de las redes GSM y UMTS.

MCC: Código del país (3 dígitos) 716

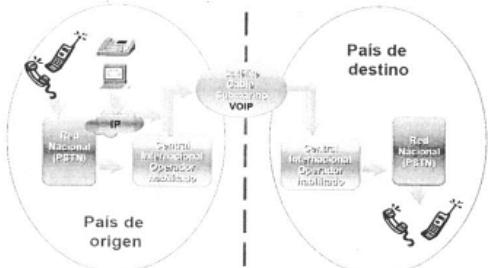
MNC: Código de la red móvil (2 o 3 dígitos) 06

MSIN: Número de 9 ó 10 dígitos como máximo que contiene la identificación de la estación móvil (MS o Mobile Station), 52952503786

HLR: Base de datos encargada de la gestión de los abonados móviles. Contiene información de la suscripción, la localización actual del usuario que posibilita el cargo del servicio y el encaminamiento de la llamada.

20. Que, por lo antes expuesto, el registro de la llamada determina si la misma es local o internacional, y si es a través de una red fija o móvil, como se aprecia en el siguiente esquema:

Descripción esquemática de ruta legal:





Resolución AN No. 7099 -Telco
Panamá, 2 de septiembre de 2015
Pág. 4

21. Que en el mismo sentido, todos los concesionarios del Servicio de Telecomunicación Básica Internacional (No.103), deberán cumplir con el artículo 26 del Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, que establece lo siguiente:

"Artículo 26. Los concesionarios notificarán sus contratos de corresponsalia al Ente Regulador para su registro dentro de los treinta (30) días calendario que siguen a la firma del contrato. El Ente Regulador, en cualquier momento, podrá solicitar a los concesionarios copia cotejada ante notario público del acuerdo de corresponsalia suscrito."

22. Que dicho lo anterior, en estos acuerdos se establece el registro de las llamadas internacionales (CDRs), según lo acordado en los acuerdos de interconexión con los otros concesionarios tanto de la red fija como de la red móvil celular;

23. Que para el caso que nos ocupa, se entenderá como **tráfico irregular** cualquier tráfico que no cumpla con el formato de registro de llamadas establecido en los Acuerdos de Interconexión, por lo que, toda llamada que no cumpla con el formato deberá ser debidamente sustentada por el concesionario y estará sujeta a ser auditada por esta Entidad, si así fuese requerido por la parte, por incumplimiento de las normas en materia de telecomunicaciones;

24. Que para *armonizar* un formato de registro de llamadas cónsono con el mercado, esta Autoridad utilizará como la mejor referencia para identificar y registrar una llamada internacional entrante y saliente, los formatos existentes y vigentes, establecidos y contenidos en los Acuerdos de Interconexión registrados ante la Autoridad, los cuales han sido consecuencia ya sea de actos de mediación de esta Entidad o celebrados por mutuo acuerdo entre las partes;

25. Que de acuerdo a las funciones y atribuciones generales que existen en la normativa en materia de telecomunicaciones, esta Autoridad Nacional de los Servicios Públicos puede establecer las directrices técnicas, para que los concesionarios cuenten con un mecanismo único que les permita, ante la posible detección de tráfico irregular en sus redes, tomar las medidas pertinentes;

RESUELVE:

PRIMERO: COMUNICAR a los concesionarios de los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No.101), Internacional (No.103), de Comunicaciones Personales (No.106) y de Telefonía Móvil Celular (No.107), que en el evento que detecten tráfico irregular de llamadas, pueden proceder a bloquear las líneas telefónicas de manera inmediata.

Para la aplicación de esta Resolución, se entiende por **tráfico irregular** cualquier tráfico que no cumpla con el formato de registro que describimos a continuación:

FORMATO DE REGISTRO DE UNA LLAMADA INTERNACIONAL

Rated CDR Format (Header)

Order	Number of Bytes	Description	Data Type	Alignment	Range	Value
1	16	Company/Operator	Char	Left	H'0000000000000000 - H'FFFFFFF000000000	CAC
2	3	Carrier access code	Char	NA	011 099	CAC
3	16	Start Time	Char/date	NA	(0000000000000000 - 3112209923595999)	DDMMYYYYHHMMSSSS
4	16	End Time	Char/date	NA	(0000000000000000 - 3112209923595999)	DDMMYYYYHHMMSSSS
5	16	Number of CDR's	Numeric	Right	(0000000000000000 - 9999999999999999)	NMAX
Total	67					

Definiciones:
NA: Not Applicable
DD: Día
MM: Mes
YYYY: Año
HH: Hora
MM: Minuto
SSSS: Segundos, décimas de segundo y centésimas de segundo

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

Resolución AN No. 9039 -Telco
Panamá, 2 de septiembre de 2015
Pág. 5



FORMATO DE REGISTRO DE TASACION DE UNA LLAMADA INTERNACIONAL

Rated CDR Format

Order	Number of Lines	Description	Data Type	Alignment	Range	Value
1	6	Record number	Numeric	NA	(000000 - 999999)	
2	16	A number	Char	Right		Numbering Plan
3	3	Carrier access code	Char	NA	010 - 099	CAC
4	20	B Number	Char	Right		Numbering Plan
5	22	Destination	Char	Right	Country	
6	16	Time	Char	NA	(0000000000000000 - 31122099923999999)	DDMMYYYYHHMMSSSS
7	5	Duration	Numeric	Right	(00000 - 99999)	SSSSS
8	3	Call Type	Char	NA	*	LDI, LDN
9	8	Price	Numeric	Right	(00000000 - 99999999) (-99999999 - 00000000)	XXXXXX.XX
10	8	Tax Value	Numeric	Right	(00000000 - 99999999) (-99999999 - 00000000)	XXXXXX.XX
Total	107					

Ejemplo:
TCI 08812102005000000000231020050000000000000000000171
000001 2144890088 0880018032564127 Estados Unidos041120042239520000110LDI0000002800000003

SEGUNDO: COMUNICAR a los concesionarios de los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No.101), Internacional (No.103), de Comunicaciones Personales (No.106) y de Telefonía Móvil Celular (No.107), que una vez haya ejecutado el bloqueo de las líneas telefónicas, producto del tráfico irregular detectado, deberá informar, mediante Nota, a la Dirección Nacional de Telecomunicaciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, en el término de un (1) día hábil posterior al bloqueo, y aportar la información que describimos a continuación como mínimo:

- a. Detalle de las líneas bloqueadas.
- b. Fecha y hora en que las líneas fueron bloqueadas.
- c. Sustentación técnica que incluya el detalle del recorrido de las llamadas con todos los campos basados en el formato indicado.
- d. Registro de llamadas que intercambia el operador local con el operador internacional para la conciliación de tráfico.

TERCERO: ADVERTIR que la información presentada en el Artículo Segundo de esta Resolución será evaluada y, de encontrarse conforme, será remitida al Despacho de la Comisión Sustanciadora quien podrá iniciar los respectivos procesos sancionadores.

CUARTO: ADVERTIR a los concesionarios de los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No.101), Internacional (No.103), de Comunicaciones Personales (No.106) y de Telefonía Móvil Celular (No.107), que en el caso que realicen el bloqueo de las líneas telefónicas sin cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Artículo Primero y Segundo de esta Resolución; o que suministren información falsa o errónea, esta Autoridad Reguladora podrá iniciar los respectivos procesos sancionadores contra los concesionarios que incumplan con lo señalado en la presente Resolución.

QUINTO: ADVERTIR que esta Resolución entrará a regir a partir de su publicación.

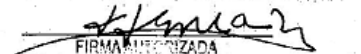
FUNDAMENTO DE DERECHO: Decreto Ejecutivo No. 143 de 29 de septiembre de 2006, por la cual se adopta el Texto Único de la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, adicionada y modificada por el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 31 de 8 de febrero de 1996; Decreto Ejecutivo No. 21 de 12 de enero de 1996; Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

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

Dado a los 0 días del mes de 09 de 20 15


FIRMA AUTORIZADA



REPÚBLICA DE PANAMÁ

ÓRGANO JUDICIAL
CORTE SUPREMA DE JUSTICIA
PLENO

Panamá, veinte (20) de mayo de dos mil quince (2015).

VISTOS:

La firma forense SYDNEY SITTON ABOGADOS, en representación de Carlos Afú Decerega, ha presentado demanda de inconstitucionalidad para que se declare inconstitucional el acuerdo de Sala **No. 49-1 de 8 de julio de 2014** "Por el cual se declara que los indultos concedidos por el Órgano Ejecutivo el 30 de junio, no afectan las demandas de nulidad y proclamación de las elecciones" dictado por el Tribunal Electoral.

I. ACTO ACUSADO DE INCONSTITUCIONAL

El acto demandado de inconstitucional es el acuerdo de sala 49-1 de 8 de julio de 2014, por el cual el Tribunal Electoral acuerda:

"DECLARAR que los indultos otorgados por el Órgano Ejecutivo, por conducto del Ministerio de Gobierno, mediante los Decretos Ejecutivos 280, 288, 291, 292, 300 y 310, todos del 30 de junio de 2014, no afectan los procesos de nulidad de elección y/o proclamación que surten en el Tribunal Electoral, razón por la cual todos continuarán con su trámite previsto en la legislación electoral."



II. DISPOSICIONES INFRINGIDAS Y CONCEPTO DE LA VIOLACIÓN

Según el demandante, el acto viola directamente las siguientes disposiciones de la Constitución Política de la República de Panamá: el artículo 2, 176, 184 y 206 por comisión, y el artículo 142 por omisión, indicando en general como concepto de la infracción que los Magistrados del Tribunal Electoral se abrogaron una facultad que no le es dable constitucionalmente, al interpretar y desconocer un Decreto dictado por el Presidente de la República, función que es atribuida constitucionalmente a la Corte Suprema de Justicia,

III. OPINIÓN DE LA PROCURADURÍA GENERAL DE LA NACIÓN

Por corresponderle el turno a la Procuraduría de la Nación, esta Agencia del Ministerio Público, mediante Vista No. 18 de 20 de julio de 2014, emitió opinión jurídica solicitando a esta Superioridad que se declare que no son inconstitucionales los artículos de referencia.

IV. CONSIDERACIONES DEL PLENO

El Pleno que actúa como guardián de la Constitución por mandato del artículo 206 de la Constitución, reconoce que el objeto de la acción de inconstitucionalidad, es revisar si la resolución u acto, transgrede por la forma o por el fondo, la Norma Suprema o norma de normas.

En tanto que, la finalidad del proceso de inconstitucionalidad, es la defensa de la Constitución en su condición de **ley superior**, en donde se consagran los derechos fundamentales del ser humano; además contiene las reglas de convivencia social y política. Por ende, la Constitución Política, es la norma material y dinámica; de allí que sea la norma básica en la que se fundamentan las distintas ramas del derecho y contiene la parte organizativa del Estado.

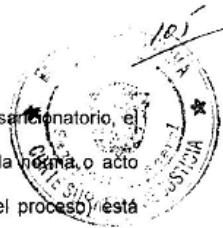
Recordemos que, como todo proceso, el de constitucionalidad, tiene aspectos procesales básicos y formales, que deben cumplirse para merecer un pronunciamiento que sea resuelto por el Pleno de nuestra Corporación en

ejercicio de un control jurídico que, como tal, tiene un carácter sancionatorio, el cual es el efecto de la declaratoria de inconstitucionalidad de la norma o acto examinado. La reflexión que subyace es, si el acto (objeto del proceso) está derogado; es decir, no tiene vida jurídica, entonces, mal se puede pretender la finalidad de la demanda de inconstitucionalidad, que es la declaratoria de inconstitucionalidad del acto, y por ende el proceso deviene sin sustento.

Cumplidas las etapas procesales del negocio que nos ocupa, esta Superioridad no coincide con la posición vertida por la Procuraduría de la Nación, de declarar que no son inconstitucionales los artículos demandados dentro del presente negocio jurídico, toda vez que el acto administrativo demandado, ha perdido su vigencia, ya que las elecciones generales del 4 de mayo de 2014, ya fueron efectuadas y se resolvieron todos los procesos de nulidad de elección y/o proclamación que surten en el Tribunal Electoral con respecto a las autoridades de elección popular y a consecuencia de los resultados de dichos procesos de nulidad, se realizaron las elecciones correspondiente que finalizaron otorgándole las credenciales a los 71 diputados de la Asamblea Nacional, por lo cual debe decretarse sustracción de materia, pues es un acto jurídico ya realizado y sin sentido legal.

Para el jurista panameño y eximio procesalista **Jorge Fábrega Ponce**, destacado profesor, el fenómeno jurídico denominado sustracción de materia es un instituto poco examinado en la doctrina, pero debe ser entendido como un medio de extinción de la pretensión constituido por la circunstancia de que la materia justiciable sujeta a decisión deja de ser tal, por razones extrañas a la voluntad de las partes, no pudiendo el Tribunal interviniente emitir un pronunciamiento de mérito.

Siguiendo la doctrina procesal que desarrolla la figura, coincido en que *"para que se produzca la sustracción de materia, es menester que concurren una serie de elementos, tales como: la existencia de un proceso; que el objeto*





del proceso exista al momento de constituirse la relación procesal, que con posterioridad a la constitución de la relación procesal el objeto desaparezca; que esa desaparición ocurra antes de dictar sentencia; que no se trate de una simple transformación del objeto litigioso sino una verdadera desaparición que motive la extinción de la pretensión; que el fenómeno estudiado sea reconocido por el tribunal que conoce del proceso al momento de dictar sentencia, de acuerdo a lo establecido por el artículo 979 del Código Judicial.” (Jorge Peirano, El Proceso Atípico, página 129, citado por Jorge Fábrega en Estudios Procesales, Editora Jurídica Panameña, Panamá, 1998, Tomo II, página 1195)

Al respecto, vale la pena acotar lo que ha dispuesto el Tribunal Constitucional español, a propósito de este tema, confirmando la imposibilidad de pronunciamiento en casos de que el objeto procesal ya no tenga vida jurídica:

“...la naturaleza propia del control de constitucionalidad como control de validez de las normas que se encuentran en el ordenamiento jurídico tiene como consecuencia que las normas con rango de ley derogadas no se puedan someter a control de constitucionalidad, pues ha desaparecido el elemento de la contraposición con la Constitución (STC 150/1990). Esta regla tiene como consecuencia, en el caso de recursos de inconstitucionalidad, que no se admita el recurso, o que si la derogación se produce estando abierto el proceso, se produzca una pérdida sobrevenida del objeto procesal (STC 160/1987m, 213/1988, 102/1995, entre otras.)”¹

En parecidos términos se expresa el constitucionalista colombiano, **Luis Carlos SÁCHICA**, citado por **Rigoberto González** (p. 35), cuando manifiesta que: “la naturaleza de los procedimientos judiciales de control de constitucionalidad es esta: el objeto del juicio es la ley; se juzga la validez de la ley. Es un asunto de puro derecho: incompatibilidad entre dos normas, una de rango constitucional y otra de nivel legislativo. Si sus contenidos son excluyentes, la de grado inferior debe dejar de regir, para que prevalezca la Constitución.”

¹ Recuperado de: <http://www.derechoconstitucional.es/2013/01/objeto-del-control-de-constitucionalidad.html>

5



Por consiguiente, al haber desaparecido el objeto procesal que motivó la presentación de la citada demanda se configura el fenómeno jurídico denominado sustracción de materia, que la doctrina y jurisprudencia consideran debe ser entendida como un medio de extinción de la pretensión, constituido por la circunstancia de que la materia justiciable sujeta a decisión deja de ser tal, por razones extrañas a la voluntad de las partes, no pudiendo el Tribunal interviniente emitir un pronunciamiento de mérito. (Cf. resolución de 13 de octubre de 2004). De allí que, ante la ausencia del objeto del proceso se hace innecesaria la sustanciación del mismo.

En fallo de 2 de septiembre de 2008 la Sala Tercera de la Corte ha señalado lo siguiente:

"Examinada la postura de quienes intervienen en este proceso y el resto de las constancias procesales, la Sala advierte que no puede emitir un pronunciamiento de fondo en relación con las pretensiones del demandante, pues, como bien ha conceptuado el Procurador de la Administración, los motivos sobre los cuales se solicitó la anulación del acto demandado contenido en la Resolución s/n de 23 de mayo de 2006, se han extinguido con el transcurrir del tiempo. Lo anterior obedece a que la Universidad de Panamá realizó el 28 de junio de 2006 las elecciones para escoger a las autoridades que la regirán por el período 2006-2011, y entre de los cargos a elegir estaban los de Rector, Decanos y Vice-decanos de las facultades que la conforman, y los Directores de Centros Regionales Universitarios. Las circunstancias expuestas revelan que al haberse celebrado las elecciones ya no es posible que esta Sala, como ya fue expuesto, emita un pronunciamiento de fondo sobre la impugnación de la candidatura al cargo de Director del Centro Regional Universitario de Veraguas, ya que deviene sin objeto, de modo tal que se ha configurado el fenómeno jurídico de la sustracción de materia. Sobre el fenómeno procesal de Sustracción de Materia la Sala manifestó en fallo reciente de 25 de abril de 2008 lo siguiente: De lo anterior se colige que la Sala debe abstenerse de todo pronunciamiento sobre la pretensión del acto, pues, es evidente que ha desaparecido el objeto sobre el cual tendría que pronunciarse, en razón de que se ha verificado el fenómeno jurídico de "sustracción de materia" o lo que se conoce como "obsolescencia procesal". Sobre este fenómeno mediante el cual el proceso

6

deviene sin objeto, la Sala en Sentencia de 13 de mayo de 1993 manifestó lo siguiente:

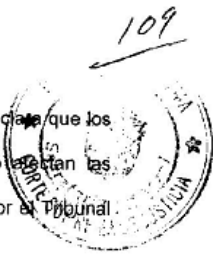
"En vista de que el demandante sólo había incoado su acción contra la parte denominada "Cría de Camarones" comprendida en el artículo 1º del Acuerdo Nº.150, y su reforma que está comprendida en el Acuerdo Municipal Nº.40-A, y que estas disposiciones fueron declaradas ilegales en la referida sentencia, ha desaparecido el objeto jurídico litigioso de la pretensión del recurrente, ya que no es posible declarar la nulidad de un acto, que ya ha sido declarado nulo, por ilegal, por lo cual ha operado en este negocio el fenómeno jurídico denominado "Sustracción de Materia". Sobre esta figura procesal, JORGE FABREGA en su conocida obra "Estudios Procesales" ha señalado: "Se trata de un instituto poco examinado por la doctrina si bien la jurisprudencia se ha visto obligada a reconocerla. Es un medio de extinción de la presentación (sic) "constituído por la circunstancia de que la materia justiciable sujeta a decisión deja de ser tal por razones extrañas a la voluntad de las partes: no pudiendo el tribunal interviniente emitir un pronunciamiento de mérito (acogiendo o desestimando) sobre la pretensión deducida". (Jorge Peyrano, El Proceso Atípico, pág.129)." (FABREGA, JORGE, "La Sustracción de Materia", Estudios Procesales, Tomo II, Editora Jurídica Panameña, Panamá 1988, p.1195). Cabe citar al igual forma el Editorial del Boletín Nº19 de Informaciones Jurídicas de la Facultad de Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad de Panamá en que sobre esta materia ha destacado: "En efecto, en el campo jurídico se habla de sustracción de materia para identificar aquellas situaciones que están reguladas por una Ley y que antes de ser resueltos son objeto de modificación o derogación. También se aplica a los asuntos que ya han sido resueltos previamente por el mismo tribunal y a los que con el tiempo cambian de tal manera que su decisión o solución carece de relevancia." (Subraya la Sala)"



Por lo antes expuesto, se hace imposible un pronunciamiento de fondo del **PLENO** siendo lo procedente declarar sustracción de materia en esta causa y ordenar el archivo del expediente.

Por tanto, el **PLENO** de la Corte Suprema administrando justicia en nombre de la República y por autoridad de la Ley, **DECLARA SUSTRACCIÓN DE MATERIA** dentro de la demanda de inconstitucionalidad presentada por la firma SYDNEY SITTON ABOGADOS, para que se declare inconstitucional el

7



acuerdo de Sala No. 49-1 de 8 de julio de 2014 "Por el cual se declara que los indultos concedidos por el Órgano Ejecutivo el 30 de junio, no afectan las demandas de nulidad y proclamación de las elecciones" dictado por el Tribunal Electoral y **ORDENA EL ARCHIVO DEL EXPEDIENTE.**

NOTIFÍQUESE, ARCHÍVESE Y PUBLÍQUESE,

OYDÉN ORTEGA DURÁN
MAGISTRADO

ABEL AUGUSTO ZAMORANO
MAGISTRADO

GABRIEL E. FERNÁNDEZ M.
MAGISTRADO

VÍCTOR L. BENAVIDES P.
MAGISTRADO

HERNÁN A. DE LEÓN BATISTA
MAGISTRADO

WILFREDO SÁENZ F.
MAGISTRADO

EFREN C. TELLO C.
MAGISTRADO

JERÓNIMO MEJÍA E.
MAGISTRADO

HARLEY J. MITCHELL D.
MAGISTRADO

YANIXSA Y. YUEN
SECRETARIA

LO ANTERIOR ES VERDADERO
DE SU ORIGINAL
Panamá, 24 de Agosto de 2015

Secretario General de la
CORTE SUPREMA DE JUSTICIA
OMAR SIMITI GORDÓN
OFICIAL MAYOR IV
CORTE SUPREMA DE JUSTICIA



REPÚBLICA DE PANAMÁ
ÓRGANO JUDICIAL
CORTE SUPREMA DE JUSTICIA
SALA TERCERA DE LO CONTENCIOSO, ADMINISTRATIVO Y LABORAL

Panamá, seis (6) de julio de dos mil quince (2015).

VISTOS:

La licenciada **YARIELA MELO DE PIERRE**, actuando en su propio nombre y representación ha presentado Demanda Contencioso Administrativa de Nulidad, para que se declare nula por ilegal, la Resolución No. 03-06 de 22 de noviembre de 2006, dictada por el Consejo Técnico Nacional de Agricultura.

Por medio del acto impugnado, la entidad encargada de certificar sobre la existencia de profesionales panameños idóneos para prestar servicios en ciencias agrícolas; resuelve "reconocer a la Asociación Nacional de Bachilleres y Peritos Agropecuarios (ANBAPA) como Miembro, en representación de los Profesionales No Universitarios según lo establece el artículo No. 6 de la Ley 22 de 30 de enero de 1961, a partir del 01 de enero de 2007 por un período de 5 años" (fs. 10-11).

I. FUNDAMENTO DE LA DEMANDA.

A lo largo del libelo, sostiene quien recurre, que la Junta Directiva del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, no ha designado como uno de sus miembros, a la Asociación de Egresados de la Escuela Nacional de Agricultura (ANEENA), aun cuando esta última está reconocida en las normas reglamentarias que gobiernan la estructura el consejo.

158

Prosigue afirmando que incluir como parte del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, a una asociación que no ha sido dispuesta en el Decreto Ejecutivo No. 265 de 24 de septiembre de 1988, violenta el procedimiento reglamentario que estipula que le corresponde al Ministro de Desarrollo Agropecuario, MIDA, hacer las designaciones o nombramientos de un miembro y suplente como la Asociación Nacional de Bachilleres y Peritos Agropecuarios (AMBAPA).

Sobre el particular, destaca que la Asociación de Egresados de la Escuela Nacional de Agricultura (ANEENA) es la agrupación reconocida por las normas reglamentarias para integrar el Consejo Técnico Nacional de Agricultura. En consecuencia, si se requería llenar una vacante debía remitirse una nota solicitando "la designación del miembro o miembros que hacían falta en la Junta Directiva de dicho Consejo, al Ministro de Desarrollo Agropecuario ente responsable de dicho menester"; ya que el Órgano Ejecutivo es la autoridad con competencia privativa para ello.

La parte actora enfatiza que se ha nombrado a un quinto miembro con su respectivo suplente, que difieren de aquellos designados en el texto jurídico que reglamenta la Ley 22 de 30 de enero de 1961, "Por la cual se dictan disposiciones relativas a la prestación de Servicios Profesionales en Ciencias Agrícolas". Por otro lado, que la resolución objeto de impugnación carece de firma de la persona legalmente autorizada, es decir, la del Ministro de Desarrollo Agropecuario; originando el llamado vicio de incompetencia funcional por la doctrina.

Ante lo expuesto, concluye que la autoridad demandada ha infringido el artículo primero: literal e) (por violación directa por omisión e interpretación errónea); y el numeral 9 del Decreto Ejecutivo No. 265 de 24 de septiembre de

159

1968; aun cuando esta norma "es inferior en la pirámide jerárquica normativa de la Ley # 22 de 30 de enero de 1961".

De la demanda presentada se ha corrido traslado al Presidente del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, para que rinda un informe explicativo sobre su actuación; por lo que procedemos a conocer el mismo en los términos que a continuación detallamos (fs. 29-32 del expediente contencioso).

II. INFORME DE CONDUCTA.

Mediante Nota No. CTNA-N°056-12 de 23 de abril de 2012, el Presidente del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, que la designación de ANBAPA como miembro de este cuerpo colegiado, tuvo como fundamento el artículo 6 de la Ley 22 de 30 de enero de 1961, que establece quiénes integran ese cuerpo colegiado.

Se refiere a sus integrantes, afirmando que ANBAPA constituye una asociación de las ciencias agrícolas a nivel nacional, no universitario; por tanto, su designación es cónsona con el último de los miembros que instituye el referido artículo.

En su informe continúa manifestando, que a la fecha de emitirse el Decreto No. 265 de 24 de septiembre de 1968, reglamentario de la Ley 22 de 1961, solo existía ANEENA como escuela de agricultura en Panamá. No obstante, advierte que esta asociación cambió su nombre a INA y que esta última quedó inoperante, ya que sus integrantes crearon en la década de los 80 la Asociación de Bachilleres y Peritos Agropecuarios ANBAPA, la cual aglutina a "los egresados de todos los colegios de Bachilleratos y Peritos Agropecuarios, que se desarrollaron a nivel nacional".

3

1650

Ante este hecho, reitera que la designación de ANBAPA como miembro del Consejo Nacional de Agricultura se ajusta a lo preceptuado al final del primer párrafo del artículo 6 de la Ley 22 de 30 de enero de 1961, "que establece claramente que uno de los miembros de este consejo, estará formado por una Asociación de las Ciencias Agrícolas, a nivel nacional, no universitaria". A su vez, expresa que el Consejo Técnico Nacional de Agricultura, funcionó por muchos años solo con cuatro de sus cinco miembros, debido a que ANEENA "desde el inicio de la década de los 90, no funcionaba, por la nueva situación de creación de la ANBAPA"; razón por la cual no enviaba su miembro para que integrase dicho consejo en observancia de lo establecido en el literal e) del Decreto 265 de 24 de septiembre de 1968.

El funcionario acusado resalta que el referido literal ha quedado obsoleto por el desarrollo histórico y contraviene el texto legal que establece como miembro del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, "una Asociación de las Ciencias Agrícolas, a nivel nacional, no universitaria"; la cual en nuestros días asegura la representa solo ANBAPA, aglutinando a los miembros del antiguo ANEENA, egresados del INA, así como los egresados de todas las instituciones educativas agropecuarias del país, que no emiten título universitario.

Siendo esto así, advierte que ANEENA no puede representar a los no universitarios, pues contravendría el texto legal que instituye como miembros precisamente a aquellos que carezcan de título a nivel de enseñanza superior. Por el contrario, ante la petición de ANPABA de ocupar el puesto que ANEENA estaba imposibilitado para desempeñar en detrimento del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, por unanimidad y con el apoyo de todos los gremios de profesionales de las ciencias agrícolas, se emitió la Resolución CTNA N° 03-06 de 22 de noviembre de 2006, cuya nulidad se demanda.



Por último, quien ostenta la presidencia de la entidad demandada, reafirma que la decisión impugnada, en cumplimiento de su artículo segundo, "terminó su período de vigencia de cinco años", el 1 de enero de 2012, y ante su pérdida de vigor lo pertinente es declarar sustracción de materia (fs. 29-32).

III. INTERVENCIÓN DE TERCERO.

El Presidente de la Asociación Nacional de Bachilleres y Peritos Agropecuarios (ANBAPA), por medio del escrito que consta de fojas 56 a 60 del expediente contencioso; señala que el cuerpo colegiado que dirige, fue creada por los antiguos miembros de ANEINA, anteriormente ANEENA, con miras a responder a la necesidad de una "asociación que comprendiera a todos los bachilleres egresados de las escuelas agrícolas del país".

Detalla que ANBAPA aglutina a nivel nacional, entre otros, a quienes integraban ANEENA como ANEINA, habiendo esta última formando parte del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, ante la desaparición de ANEENA. Continúa manifestando que tanto ANEENA como ANEINA desaparecieron y que ANBAPA, ha suplantado a ambas asociaciones y se encuentra registrada en el Registro Público a la Ficha S.C. 5021, Rollo 1220, desde el 25 de mayo de 1987; dándole cumplimiento a los fines de sus estatutos; aglutinando más de mil miembros que comprende los bachilleres y peritos agrícolas del país; y constituyéndose en la "única Asociación Nacional de Bachilleres Agrícolas a nivel no universitario, de la República de Panamá".

Lo expuesto lo lleva a indicar que el Decreto No. 285 de 24 de septiembre de 1968, que se estima vulnerado ha quedado sin sustento ante la inexistencia de ANEENA. Además, asevera que ha acaecido la figura jurídica de sustracción de materia, toda vez que la Resolución CTNA N° 03-06 de 22 de

168
noviembre de 2006, culminó su período de vigencia de cinco (5) años el 31 de diciembre de 2011 (fs. 56-60).

IV. OPINIÓN DE LA PROCURADORA DE LA ADMINISTRACIÓN.

El representante del Ministerio Público, a través de la Vista N° 359 de 27 de julio de 2012, peticona a la Sala la declaratoria de sustracción de materia, arguyendo que venció el período de cinco años (2007-2012) para el cual fue escogida la Junta Directiva del Consejo Técnico Nacional de Agricultura, según lo dispuesto en la Resolución No. 03-06 de 22 de noviembre de 2006, que se impugna.

Debido al vencimiento del plazo de escogencia de los miembros de los miembros del referido consejo, el señor Procurador asevera que los efectos del acto que se acusa se han agotado; e insta a declarar sustracción de materia, con respaldo en precedentes dictados por esta Corporación de Justicia (fs. 70-74).

V. CONSIDERACIONES DE LA SALA.

Surtidos todos los trámites pertinentes, y encontrándose el proceso en estado de decidir sobre el mérito de la demanda, la Sala observa que se ha incorporado al proceso distintos elementos probatorios en los cuales consta que el Consejo Técnico Nacional de Agricultura, le ha dado cumplimiento del artículo 6 de la Ley 22 de 20 de enero de 1961, "Por la cual se dictan disposiciones relativas a la Prestación de Servicios Profesionales en Ciencias Agrícolas". La norma en comento, dice así:

"Artículo 6°. Créase para los fines de esta Ley un Consejo Técnico Nacional de Agricultura compuesto por cinco (5)

162

miembros que durarán cinco (5) años en sus funciones. Cada miembro principal tendrá sus suplentes. El primer miembro y sus dos suplentes serán profesionales agrícolas idóneos de nivel universitario designados por el Ministerio de Agricultura, Comercio e Industrias; el segundo miembro y sus dos suplentes serán profesionales agrícolas idóneos de nivel universitario escogidos de tema presentada por la Universidad de Panamá; dos miembros y sus suplentes serán escogidos de temas presentadas por sociedades con personería jurídica, de carácter nacional e integrados por profesionales idóneos de nivel universitario; **y un miembro y sus dos suplentes serán escogidos de ternas presentadas por sociedades con personería jurídica, de carácter nacional, integrada por profesionales de nivel no universitario.**

De manera categórica, las pruebas determinan que han fungido como miembros del Consejo Técnico Nacional de Agricultura; representando al gremio profesional de nivel no universitario, las asociaciones que se detallan: ANEINA (1994-1995); ANBAPA (2007-2014). La primera se refiere a la Asociación Nacional de Egresados del Instituto Nacional de Agricultura, la cual para el año 2012 carecía de inscripción registral (f.63). Por su parte, la segunda comprende la Asociación Nacional de Bachilleres y Peritos Agropecuarios, y se encuentra inscrita en el Registro Público desde el 25 de mayo de 1987 (fs. 61).

En cuanto a la Asociación Nacional de Egresados de la Escuela Nacional de Agricultura (ANEENA), a que se refiere el literal e) del artículo primero del Decreto Ejecutivo No. 265 de 24 de septiembre de 1968, que aprueba el Reglamento Interno del Consejo Técnico Nacional de Agricultura; advertimos que según la certificación del Registro Público de 15 de mayo de 2012, **a la fecha no está registrada** (f. 62)

Ante la inexistencia de ANEENA, resulta inaplicable el literal e) de que trata el mencionado Decreto Ejecutivo en lo que se refiere a esta asociación; por lo que resulta obligante emplear la norma de carácter superior consistente en la Ley 22 de 1961, que da oportunidad para que las **distintas asociaciones de carácter**



164

nacional existentes en el país, "con personería jurídica" e integrada por profesionales de nivel no universitario, presenten temas, con el propósito de integrar el Consejo Técnico Nacional de Agricultura.

Previo conocimiento de las asociaciones que existen y aglutinan los distintos miembros de profesionales y no profesionales de las ciencias agrícolas en Panamá, mediante Resolución No. 03-06 de 22 de noviembre de 2006, el Consejo Técnico Nacional de Agricultura, reconoce a ANBAPA como representante de los Profesionales No Universitarios, "a partir del 01 de enero de 2007 por un período de 5 años". Ante el transcurso de este término, resulta improcedente analizar los cargos de ilegalidad que han sido planteados por la demandante, porque en efecto, **se han agotado y cumplido todos los efectos jurídicos del acto demandado** (f. 10).

En nuestros días, la instauración de un proceso legal es un mecanismo utilizado por las partes para satisfacer pretensiones. En el caso en estudio, se advierte que la principal pretensión contenida en el petitum de la demanda, consiste en la anulación del reconocimiento de ANBAPA como miembro de la Junta Directiva del Consejo Técnico Nacional de Agricultura para el período antes visto.

En este sentido, el Presidente del consejo ha certificado que "la vigencia de la Resolución No. 03-06 de 22 de noviembre de 2006, se encuentra extinguida desde el año 2012 y que en la actualidad cuentan con una nueva Junta Directiva para el período 2012-2016 (fs. 117-123). **El total agotamiento de los efectos de la escogencia de la Junta Directiva que regiría los destinos del Consejo Técnico Nacional de Agricultura desde el 1 de enero de 2007 hasta el 1 de enero de 2012,** revela que la pretensión del actor ha quedado extinguida con la pérdida del objeto litigioso. **Esta pérdida comprende el fenómeno jurídico que**

8

la doctrina conoce como "obsolescencia procesal", y que la jurisprudencia nacional ha denominado sustracción de materia.

Este tema, ha sido objeto de múltiples pronunciamientos por parte de la Corte. Específicamente, en Resolución de 3 de junio de 1991, sostuvo lo siguiente:

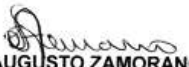
"La sustracción de materia es el fenómeno mediante el cual el proceso deviene sin objeto. No es más que la extinción sobreviniente de la pretensión, como consecuencia de esa falta de objeto litigioso sobre el que debe recaer la decisión jurisdiccional decisoria de la litis. La pretensión se ejerce frente a otra persona a través del proceso a fin de obtener un efecto jurídico. No puede obtenerse ese efecto jurídico, por tanto, si durante el proceso se extingue la pretensión." (Cfr. Resoluciones de 5 de febrero de 2014, Jessenia Rodríguez vs. Meduca; y de 19 de marzo de 2010, Arlety Bolaños vs. Autoridad de Recursos Acuáticos de Panamá, entre otras).

Por consiguiente, la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia, administrando justicia en nombre de la República y por autoridad de la Ley, **DECLARA SE HA PRODUCIDO EL FENÓMENO JURÍDICO DE SUSTRACCIÓN DE MATERIA**, dentro de la Demanda Contencioso Administrativa de Nulidad, interpuesta por la licenciada **YARIELA MELO DE PIERRE**, actuando en su propio nombre y representación, para que se declare nula, por ilegal, la Resolución No. 03-06 de 22 de noviembre de 2006, dictada por el Consejo Técnico Nacional de Agricultura. Se ordena el archivo del expediente.

NOTIFÍQUESE,


LUIS RAMÓN FÁBREGA S.
MAGISTRADO




ABEL AUGUSTO ZAMORANO
MAGISTRADO


NELLY CEDENO DE PAREDES
MAGISTRADA


LCDA. KATIA ROSAS
SECRETARIA DE LA SALA TERCERA

Sala III de la Corte Suprema de Justicia
NOTIFIQUESE HOY 15 DE Julio
DE 2015 A LAS 4:13
DE LA tarde a Procurador de la
 Administración
FIRMA



CORTE SUPREMA DE JUSTICIA
SALA TERCERA
ES COPIA AUTÉNTICA DE SU ORIGINAL
Panamá, 3 de Agosto de 2015
DESTINO: Procurador de la Administración

SECRETARIA

Para notificar a los interesados de la resolución que antecede,
se ha fijado el Edicto No. 2154 en lugar visible de la
Secretaría a las 4:00 de la Tarde
de hoy 9 de Julio de 2015

SECRETARIA

350

REPÚBLICA DE PANAMÁ



ÓRGANO JUDICIAL

CORTE SUPREMA DE JUSTICIA

SALA TERCERA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO Y LABORAL

Panamá, ocho (8) de julio de dos mil quince (2015).

VISTOS:

El licenciado Yersil Nikolas Sánchez Espino, actuando en representación de CÉSAR SALAZAR SERRANO, ha interpuesto ante la Sala Tercera de la Corte Suprema, demanda contencioso administrativa de nulidad, para que se declare nulo, por ilegal, el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2005, celebrado entre la empresa Cuprum Resources Corp., y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI).

Mediante la resolución de 23 de marzo de 2010 (f.110), se admite la demanda instaurada, y se corrió en traslado a la Entidad requerida, para que rindiese el informe explicativo de conducta ordenado por el artículo 33 de la Ley 33 de 1946; así como a la Procuraduría de la Administración, para que emitiese sus descargos.

I. **EL ACTO ADMINISTRATIVO IMPUGNADO**

El acto administrativo impugnado, está constituido por el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2005, celebrado entre la empresa Cuprum Resources Corp., y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI).

357

II. LA PRETENSIÓN Y LOS FUNDAMENTOS DE LA PARTE ACTORA

La parte que recurre, solicita a la Sala Tercera en Pleno, previo al trámite de rigor, que declare nulo, por ilegal, el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2005, celebrado entre la empresa Cuprum Resources Corp., y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI).

Como normas legales infringidas, la parte actora aduce los artículos 24 y 25 de la Ley N° 6 de 22 de enero de 2001; los artículos 26, 150, 153 y 324 del Decreto Ley N° 23 de 22 de agosto de 1963; los artículos 32 y 52, numerales 1 y 2 de la Convención Americana de Derechos Humanos, aprobada por Ley N° 15 de 28 de octubre de 1977; el artículo 3 del Decreto Ejecutivo N° 68 de 21 de septiembre de 1976, modificado por el Decreto Ejecutivo N° 52 de 5 de junio de 2003; los artículos 2 y 3 del Decreto N° 25 de 28 de septiembre de 1983, modificados por los Decretos Ejecutivos N° 71 de 1 de junio de 2006 y N° 127 de 10 de diciembre de 2010; y, el artículo 8 del Convenio sobre la Diversidad Biológica, aprobado mediante Ley N° 2 de 12 de enero de 1995.

III. INFORME EXPLICATIVO DE CONDUCTA

Mediante Nota D.M. N° 648-10 de 7 de abril de 2010 (fs.112 a 114), elaborada por el Ministro de Comercio e Industrias, se rinde el informe explicativo de conducta, señalando medularmente, el cumplimiento de todos los requisitos previos a la suscripción del Contrato demandado.

Que esta Entidad del Estado Panameño, no cuenta con la competencia para aprobar Estudios de Impacto Ambiental; así como tampoco, la disponibilidad de realizar trámites de consultas ciudadanas, hasta tanto sea publicado en Gaceta Oficial un acto como el demandado, ya que así lo establece el Código de Recursos Minerales vigente desde el año 1963; y que para ello, el artículo 14 del Código Civil, dispone la prelación de las normas sobre asuntos de carácter especial, tal como ocurre con la presente actuación, por lo que se sujeta dicha participación ciudadana, al referido Código de Recursos Minerales, a la



324

Ley N° 109 de 8 de octubre de 1973, modificada por la Ley N° 32 de 9 de febrero de 1996, las cuales determinan el procedimiento para que la ciudadanía se manifieste sobre las solicitudes de concesiones en trámite.

IV. CRITERIO DE LA PROCURADURÍA DE LA ADMINISTRACIÓN

Mediante la Vista Número 421 de 2 de septiembre de 2014 (fs. 314 a 322), la Procuraduría de la Administración solicita al Tribunal declarar es ilegal, el acto administrativo consistente en el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2006, suscrito por la empresa Cuprum Resources Corp., y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), debido a que este acto vulneraba los principios de participación ciudadana, contenidos en la Ley N° 6 de 2002, artículos 24 y 25.

Vale la oportunidad para señalar, que la empresa Cuprum Resources Corp., intervienen como terceros en la presente controversia, siendo representados judicialmente, por el licenciado Moisés Alberto Tejada.

En otro sentido, la licenciada Luisa Araúz, apoderada judicial del demandante, incorpora sus alegaciones finales respecto de la litis en análisis, coincidiendo con los señalamientos del Procurador de la Administración, en cuanto a la vulneración del articulado que establece la participación ciudadana, previa suscripción del Contrato de Concesión demandado.

V. DECISIÓN DEL TRIBUNAL

Cumplidos los trámites correspondientes, la Sala procede a resolver la presente controversia, previo a las siguientes consideraciones.

Como antecedente al análisis de rigor, importa subrayar, que con fundamento en lo que dispone el artículo 206, numeral 2, de la Constitución Política, en concordancia con el texto del artículo 97, numeral 1, del Código Judicial y el artículo 42b de la Ley N° 135 de 1943, conforme fue reformado por la Ley N° 33 de 1946, la Sala Tercera es competente para conocer de las acciones de plena jurisdicción, tales como la ensayada.

La parte actora solicita que se declare nulo, por ilegal, el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2006, suscrito por la empresa Cuprum



55

Resources Corp., y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI), y publicado en Gaceta Oficial N° 25,517 de 4 de abril de 2006.

El Contrato de Concesión recurrido ante esta sede de lo contencioso administrativo, le cedía a la sociedad denominada Cuprum Resources Corp., los derechos exclusivos de minerales metálicos (oro y otros), en cinco (5) zonas de veinticuatro mil doscientos cuarenta y una hectáreas con noventa y un metros cuadrados (24,241 has. + 0091 m2), ubicadas en los Corregimientos Cabecera y Hornito, del Distrito de Gualaca, Provincia de Chiriquí; Emplanada de Corcha, Soloy y Boca de Balsa, Distrito de Besikó; Guariviara, Distrito de Kankintú, Comarca Gnöbé Buglé, demarcada en los Planos Aprobados por la Dirección General de Recursos Minerales e identificados por ésta, con los números 2004-23; 2004-24; 2004-25; 2004-26; 2004-27; y, 2004-28.

Frente a este escenario jurídico, la parte actora formaliza demanda contencioso administrativa de plena jurisdicción, el día 8 de septiembre de 2009, incluyendo una petición de suspensión provisional de los efectos del acto demandado, misma que fue decretada en auto de 24 de diciembre de 2009.

No obstante, la Sala advierte que de los elementos traídos a colación por la parte actora, en el sentido que las actuaciones previas a la suscripción del Contrato censurado, no contaron con la debida consulta pública, esto es, con los artículos 24 y 25 de la Ley N° 6 de 2002, por lo que encuentran sustento en su pretensión.



Observa este Tribunal, que la discusión se enmarca dentro del tema de la participación ciudadana y por tanto, debemos entrar a conocer el concepto que al respecto nos ofrece el mismo artículo 24 de la Ley 6 de 2002, el cual nos indica que la participación ciudadana es de obligante implementación para las instituciones del Estado cuando se trate de actos de la administración pública, que puedan afectar los intereses y derechos de grupos ciudadanos.

Podemos colegir entonces, que se deja claro en qué casos es permitida esta participación, y así se menciona que la misma cabe solamente en actos de

la administración pública que afecten los intereses y derechos de grupos ciudadanos. En la parte final del artículo 24 de la Ley N° 6 se listan cuáles son los actos de la administración que pueden afectar los intereses y derechos de grupos ciudadanos indicando, entre otros, los relativos a la construcción de infraestructuras, tasas de valorización, zonificación y fijación de tarifas y tasas por servicios. Importante es resaltar la frase "entre otros", que deja un amplio margen para que la Administración y la ciudadanía evalúen y precisen cuáles otros actos de la administración pública pueden ser objeto de participación ciudadana, siempre que sean de aquellos que supongan una posible vulneración a los intereses y derechos de la colectividad.

En lo que respecta al artículo 25 de la Ley in comento, se señalan cuatro modalidades que pueden ser utilizadas por las instituciones del Estado, en los actos de la administración pública que requieren la participación ciudadana, exigiendo como requisito previo la publicación de la modalidad de participación ciudadana que se adoptará. Como bien se indica, las modalidades, sin perjuicio de las contempladas en otras leyes, son las siguientes: consulta pública, audiencia pública, foros o talleres y participación directa en instancias institucionales.

Estas disposiciones legales, en forma específica, regulan la participación ciudadana en las decisiones administrativas. Para mayor ilustración, pasamos a transcribir su contenido.

"Artículo 24. Las instituciones del Estado en el ámbito nacional y local, tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana que al efecto establece la presente Ley. Estos actos son, entre otros, los relativos a construcción de infraestructuras, tasas de valorización, zonificación y fijación de tarifas y tasas por servicios. (Subraya La Sala).

"Artículo 25. Sin perjuicio de las contempladas en otras leyes, se establece como modalidades de participación ciudadana en los actos de la administración pública, las siguientes:
1-Consulta Pública. Consiste en el acto mediante el cual la entidad estatal pone a disposición del público en general información base



351

sobre un tema específico y solicita opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos y/o organizaciones sociales.

2-Audiencia pública. Similar a la consulta pública, excepto que el acto de recibir sugerencias, opiniones o propuestas se realiza en forma personal ante la autoridad que corresponda, de acuerdo con el tema que se trate.

3-Foros o talleres. Reunión selectiva o pública de actores relevantes o afectados junto con al autoridad competente, que permita el conocimiento profundo sobre un tema o sirva de mecanismo de obtención de consenso o resolución de conflictos.

4-Participación directa en instancias institucionales. Actuación de ciudadanos o representantes de organizaciones sociales en las instituciones públicas de consulta o toma de decisiones específicas.

Parágrafo. Las instituciones de la administración pública están obligadas a publicar, antes de la celebración de cualesquiera de los actos administrativos sujetos a participación ciudadana, la modalidad de participación ciudadana que adoptará en cumplimiento del presente artículo."

En este sentido, no aprecia esta Superioridad, que de las pruebas aportadas en el infolio judicial y el expediente administrativo, se haya dado dicha consulta pública, lo que presupone una vulneración al derecho de la colectividad, máxime que la propia Institución requerida, establece en su Informe de Conducta que la misma no era necesaria.

Frente al tema de consulta ciudadana, la Sala Tercera en fallo de 7 de mayo de 2007, dispuso lo siguiente:

"...

Se debate ante este Tribunal si efecto el Director de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre desconoció el contenido del artículo 24 de la Ley 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 hábeas data y dictan otras disposiciones".

Esta disposición legal, en forma específica, regula la participación ciudadana en las decisiones administrativas. Para mayor ilustración, pasamos a transcribir su contenido.

"Artículo 24. Las instituciones del Estado en el ámbito nacional y local, tendrán la obligación de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana que al efecto establece la presente Ley. Estos actos son, entre otros, los relativos a construcción de infraestructuras, tasas de valorización, zonificación y fijación de tarifas y tasas por servicios. (Subraya La Sala).

Las modalidades de participación ciudadana de que trata el citado artículo las enumera el artículo 25 de la Ley 6 de 2002, cuyo texto dice así:



358

Artículo 25. Sin perjuicio de las contempladas en otras leyes, se establece como modalidades de participación ciudadana en los actos de la administración pública, las siguientes:

1-Consulta Pública. Consiste en el acto mediante el cual la entidad estatal pone a disposición del público en general información base sobre un tema específico y solicita opiniones, propuestas o sugerencias de los ciudadanos y/o organizaciones sociales.

2-Audiencia pública. Similar a la consulta pública, excepto que el acto de recibir sugerencias, opiniones o propuestas se realiza en forma personal ante la autoridad que corresponda, de acuerdo con el tema que se trate.

3-Foros o talleres. Reunión selectiva o pública de actores relevantes o afectados junto con la autoridad competente, que permita el conocimiento profundo sobre un tema o sirva de mecanismo de obtención de consenso o resolución de conflictos.

4-Participación directa en instancias institucionales. Actuación de ciudadanos o representantes de organizaciones sociales en las instituciones públicas de consulta o toma de decisiones específicas.

Parágrafo. Las instituciones de la administración pública están obligadas a publicar, antes de la celebración de cualesquiera de los actos administrativos sujetos a participación ciudadana, la modalidad de participación ciudadana que adoptará en cumplimiento del presente artículo." (Resalta La Sala).

De manera categórica, el demandante afirma que el acto administrativo proferido por la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre infringe el citado artículo 24 de la Ley de Transparencia. Esta violación se sustenta bajo la premisa que el artículo primero de la Resolución N° AL-253 de 31 de octubre de 2005 se adoptó sin celebrar ninguna de las modalidades de participación ciudadana antes vistas.

Por su parte, el Director del Tránsito y Transporte Terrestre considera que su actuación es conforme a derecho porque la Resolución N° AL-253 de 2005 se dictó con apego a la Ley 34 de 28 de julio de 1999 y el Decreto Ejecutivo N° 542 de 8 de octubre de 2003, que establecen, respectivamente, la facultad de esta entidad de fijar y regular las tarifas del transporte terrestre público de pasajeros en todas sus modalidades y formas, así como los parámetros para ajustar la tarifa de transporte colectivo fijada.

En este sentido, sostuvo que autorizó la tarifa máxima para el transporte colectivo en las distintas rutas de las provincias de Bocas del Toro, Chiriquí, Herrera, Coclé, Veraguas y Los Santos, utilizando el procedimiento establecido en el Decreto Ejecutivo N° 542 de 8 de octubre de 2003, para la revisión tarifaria. Destaca que los intereses de los usuarios en el proceso de toma de decisión de la tarifa impugnada estuvieron debidamente representados, en la medida que el representante de los usuarios, como miembro de la Junta Directiva, participó en su aprobación. Consecuentemente, adiciona que el artículo primero de la Resolución N° AL-253 de 31 de octubre de 2005 se ajusta a lo preceptuado en el numeral 4 del artículo 25 de la Ley de Transparencia.

Frente a lo sostenido por las partes, resulta oportuno resaltar que el Decreto Ejecutivo N° 542 de 2003 es la norma que de manera específica regula los pasos que debe seguir la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre para fijar las tarifas en el transporte público de pasajeros. Por su parte, la Ley 6 de 22 de enero de 2002 incorpora



359

las modalidades consulta pública, audiencia pública, foros o talleres, participación directa en instancias institucionales) que la administración pública debe adoptar y publicar con anterioridad a fijación de las tarifas por servicios.

En el caso en estudio, revela el material probatorio aportado al proceso que el artículo primero de la Resolución N° AL-253 de 2005 fue emitido previo cumplimiento de lo preceptuado en los artículos 6 y 7 del Decreto Ejecutivo N° 542 de 2003 que preceptúan lo siguiente:

"Artículo 6. El concesionario de una ruta o de zona de trabajo que aspire a lograr una revisión y ajuste en su tarifa deberá aportar junto con su memorial de solicitud, la información pertinente que permita ilustrar a la Autoridad, la conveniencia o no de acceder a la solicitud referida. Con la solicitud se deberá aportar la información contenida en el artículo anterior, en la cual fundamente y sustente la petición.

La solicitud de la revisión de la tarifa, podrá ser presentada por la concesionaria de rutas, por varios concesionarios de la misma o diversas rutas o zona de trabajo, por organizaciones representativas de concesionaria como la Cámara de Transporte y otras similares.

Artículo 7. El Director General de la Autoridad recibirá las solicitudes de revisión de tarifas, las someterá al análisis técnico, a consideración de la Junta Directiva y si lo considera necesario, recibirá en audiencia a solicitantes. La Autoridad emitirá su resolución debidamente motivada, en un número no mayor de (30) treinta días calendario después de recogidas las peticiones".

Sin lugar a dudas, el cumplimiento de estas normas lleva aparejado la participación de la Junta Directiva en la aprobación del análisis técnico que se hace sobre la solicitud de revisión de tarifa debidamente fundamentada por el peticionario, y en la decisión en la que se accede o no a la petición, que posteriormente emite el Director General de la Autoridad del Tránsito. Sin embargo, el hecho de que esta Junta tenga como uno de sus integrantes a un representante a nivel nacional, escogido entre los usuarios del transporte público terrestre de pasajeros por provincia o comarca, a través de un sorteo que organiza la Defensoría del Pueblo, ¿constituye el cumplimiento de la modalidad establecida en el numeral 4 del artículo 25 de la Ley 6 de 2002?

Sobre el particular, debemos acotar, en primer lugar, que las constancias de autos demuestran que ante la solicitud de revisión de tarifa que presentaron los transportistas el 4 de septiembre de 2005, la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre en ningún momento publicó la modalidad de participación ciudadana que emplearía para fijar la tarifa máxima de viajes de transporte colectivo en las distintas rutas de las provincias de Bocas del Toro, Chiriquí, Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.

En segundo lugar, resulta oportuno destacar que el representante de los usuarios participó en la fijación de la tarifa impugnada sólo porque es un miembro activo de la Junta Directiva de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre; mas por ser el representante designado por una organización social para participar en el acto de consulta o fijación de la tarifa máxima en las rutas de las provincias arriba señaladas. De igual manera, cabe resaltar que este cuerpo colegiado aprobó el informe técnico que recomendaba el ajuste o equiparación de la tarifa en las rutas del transporte colectivo y



361

selectivo, en cumplimiento de lo preceptuado en el artículo 7 del Decreto Ejecutivo 542 de 2003.

Consecuentemente, la actuación del representante a nivel nacional de los usuarios del transporte público terrestre de pasajeros como miembro de la Junta Directa y participe en la emisión del acto impugnado, no puede catalogarse como la observancia de la modalidad contemplada en el numeral 4 del citado artículo 25, menos aún cuando no hay disposición alguna que estipule entre sus atribuciones como miembro de dicha Junta velar por los intereses o derechos de los usuarios del transporte público terrestre en todo el territorio nacional.

En este sentido, debemos adicionar que el contenido del Capítulo VII de la Ley de Transparencia busca que los intereses y derechos de los grupos ciudadanos sean defendidos precisamente por quienes pudiesen verse afectados ante el dictamen de una resolución administrativa. Es más, pretende que el público en general, actores relevantes o afectados, ciudadanos o representantes de una organización social tengan pleno conocimiento del tema que les puede afectar y sean partícipes en una toma de decisión específica, después de haberse obtenido un consenso o resuelto un conflicto entre quienes precisamente manifiesten su opinión, hagan sugerencias o propuestas.

En el proceso objeto de análisis, las pruebas allegadas a los autos no demuestran que alguno de los sujetos arriba mencionados haya opinado o hecho alguna propuesta o sugerencia en torno a la fijación de la tarifa máxima que contempla el artículo primero de la Resolución N° AL-253 de 31 de octubre de 2005. Reiteramos, que lo que consta es que la Junta Directiva de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre -como cuerpo colegiado que integra un ente administrativo- participó en los actos previos a la expedición de dicha Resolución, como lo es la reunión extraordinaria celebrada el 21 de octubre de 2005 en la cual acoge favorablemente el informe técnico que recomienda ajustes y equiparación de la tarifa en las rutas del transporte colectivo y selectivo.

La falta de adopción por parte de la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre de alguna de estas modalidades: consulta pública, audiencia pública, foros o talleres, o participación directa en instancias institucionales; desconoce el contenido de las normas contempladas en el Capítulo VII de la Ley 6 de 22 de febrero de 2002, denominado "Participación ciudadana en las decisiones administrativas y sus modalidades".

En torno a este aspecto, debemos señalar que tanto la Ley 6 de 22 de enero de 2002 (Capítulo VII) como el Decreto Ejecutivo N° 542 de 8 de octubre de 2003 son normas especiales que regulan aspectos relacionados con la fijación de tarifas. La primera de estas disposiciones tiene una jerarquía superior a la segunda, pues recordemos que los decretos ejecutivos constituyen reglamentos en desarrollo de la Ley. En este sentido, el artículo 15 del Código Civil nos dice que "Las órdenes y demás actos ejecutivos del Gobierno, expedidos en ejercicio de la potestad reglamentaria, tienen fuerza obligatoria, y serán aplicadas mientras no sean contrarios a la Constitución o a las leyes".

Dentro de este contexto, advertimos que no existe propiamente contradicción o incompatibilidad entre la Ley 6 de 2002 y el Decreto Ejecutivo N° 542 de 2003 sino la existencia de una regulación paralela en torno a cómo un funcionario debe proceder para fijar la tarifa por la prestación de un servicio. A razón de ello, la autoridad

361

361

estaba obligada a cumplir tanto con el procedimiento establecido por la propia institución para fijar la tarifa de transporte colectivo como con el texto legal que tiene como fin que la ciudadanía intervenga en los actos administrativos que pudiesen mermar sus intereses o derechos.

En virtud de lo expresado, se concluye que el Director de la Autoridad del Tránsito previa emisión del artículo impugnado debió no sólo emplear la reglamentación para la fijación de tarifas -Decreto Ejecutivo N° 542 de 8 de octubre de 2003-, sino también las disposiciones sobre participación ciudadana que consagra un texto de superior jerarquía -Ley 6 de 22 de enero de 2002B.

La no utilización por parte de la entidad demandada de alguna de las modalidades de participación ciudadana para fijar la tarifa máxima en las distintas rutas de Bocas del Toro, Chiriquí, Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas, para ceñirse únicamente a la aplicación de las disposiciones reglamentarias de que trata el Decreto Ejecutivo N° 542 de 2003, desatiende el contenido del artículo 24 de la Ley 6 de 2002 y acarrea la nulidad del acto administrativo contenido en el artículo 1 de la Resolución AL-253 de 2005; por lo que así procede declararlo.

No obstante lo anterior, este Tribunal estima importante señalar que la ilegalidad determinada es producto de la omisión en la aplicación de un ordenamiento jurídico como lo es la Ley de Transparencia. El incumplimiento de esta ley imperativa no se enmarca en ninguno de los vicios de nulidad absoluta en los actos administrativos que contempla el artículo 52 de la Ley 38 de 2000, que regula el Procedimiento Administrativo en General.

Por tanto, la Autoridad demandada de conformidad con lo dispuesto en los artículos 53 y 59 ibidem -que se refieren a la convalidación de actos anulables- está facultada para subsanar la omisión en que incurrió durante el trámite de fijación de tarifas para ciertas rutas del transporte colectivo de pasajeros.

En mérito de lo expuesto, los Magistrados que integran la Sala Tercera de lo Contencioso-Administrativo de la Corte Suprema de Justicia, en nombre de la República y por autoridad de la Ley, DECLARAN QUE ES ILEGAL, el artículo primero de la Resolución AL-253 de 31 de octubre de 2005 y ORDENAN a la Autoridad del Tránsito y Transporte Terrestre que subsane la omisión en que incurrió durante el trámite de fijación de la tarifa máxima autorizada de los viajes de transporte colectivo en las rutas de Bocas del Toro, Chiriquí, Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.



En consecuencia, tomando en consideración que en el caso en estudio se ha verificado que el Ministerio de Comercio e Industrias, al suscribir el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2006, en conjunto con la empresa Cuprum Resources Corp., no cumplió con el requisito establecido en los artículos 24 y 25 de la Ley 6 de 2002, vulnerando dicha normativa, por lo que resulta innecesario analizar el concepto de infracción de las demás disposiciones legales alegadas por el accionante, es por lo que esta Magna Corporación de

362

Justicia estima, que debe declararse la nulidad del acto administrativo objeto de impugnación, y a ello se procede.

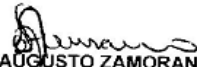
Por consiguiente, la Sala Tercera de lo Contencioso Administrativo, de la Corte Suprema, administrando justicia en nombre de la República y por autoridad de la Ley, **DECLARA QUE ES NULO, POR ILEGAL**, el Contrato de Concesión N° 006 de 16 de febrero de 2005, celebrado entre la empresa Cuprum Resources Corp. y el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI).

NOTIFÍQUESE, CÚMPLASE Y PUBLÍQUESE EN LA GACETA OFICIAL.


NELLY CEDENO DE PAREDES
MAGISTRADA




LUIS RAMÓN FÁBREGA S.
MAGISTRADO


ABEL AUGUSTO ZAMORANO
MAGISTRADO

Oficina General de Justicia
SALA TERCERA
COPIA AUTÉNTICA DE SU ORIGEN


KATIA ROSAS
SECRETARIA

Panamá, 3 de agosto de 2015
DESTINO: Oficina General de Justicia
SECRETARIA

16 de Julio
2015
Procurador de la Administración

AVISOS

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento con lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que he vendido a **TOMY ZOU CHEN**, mujer, mayor de edad, con cédula de identidad personal No. 8-874-1011, el establecimiento comercial denominado **MINI SÚPER FERNANDO**, ubicado en: Ciudad Vacamonte, sector B, Calle 3era., cerca de la P.T.J., corregimiento de Vista Alegre. Dado en la ciudad de Panamá, el 17 de julio de 2015. Atentamente, **DORIS A. ARCIA TENORIO**. Cédula No. 2-703-1670. L. 201-430996. Tercera publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento con lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que he vendido a **ZULY YANG PANG**, mujer, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal No. 8-892-1912, el establecimiento comercial denominado **MINI SÚPER BRUNO**, ubicado en: Caminos de Omar, calla principal, casa 516, corregimiento de Pacora. Dado en la ciudad de Panamá, el 24 de julio de 2015. Atentamente, **JOHNNY FAN LOW**. Cédula No. 8-764-1688. L. 201-430994. Tercera publicación.

AVISO AL PÚBLICO. Para dar cumplimiento con lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, hago del conocimiento público que he vendido a **JORGE LUIS LIAO LOCK**, varón, mayor de edad, portador cédula de identidad personal No. 8-784-1447, el establecimiento comercial denominado **SUPER MERCADO JULIO**, ubicado en Cerro Batea, calla principal, casa 1, corregimiento de Belisario Porras. Dado en la ciudad de Panamá, el 24 de julio de 2015. Atentamente, **STANLEY CHOI HOU**. Cédula No. 8-840-191. L. 201-430995. Tercera publicación.

AVISO. Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, se avisa al público que el negocio **MERCADO MINI SÚPER JOAMIR**, con aviso de operación No. N-19-2262-2007-94460, ubicación en Calle 10, La Pulida, corregimiento Río Abajo, **BINGJIN QIU PAN**, con cédula N-19-2262, traspasa al Sr. **SUN LAP CHU CHUNG**, con cédula N-20-439, el día 31 de agosto de 2015. Bingjin Qiu Pan. L. 201-430945. Segunda publicación.

AVISO DE TRASPASO. Yo, **SUSANA CHIO CHONG**, mujer, de nacionalidad panameña, mayor de edad, portadora de la cédula de identidad personal número 8-822-1188, de estado civil soltera, con residencia localizable en Altos de Romeral, corregimiento de Parque Lefevre, distrito de Panamá, provincia de Panamá, casa No. 237 y No. 238, en mi calidad de representante legal y basándome en lo que está establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, hago legalmente el traspaso de mi establecimiento comercial denominado **MINI SÚPER NUEVA BANDERA**, quien se mantiene registrado en la actualidad, mediante aviso de operación número 8-822-1188-2008-105285, a la señora **XIUDAN CEN**, mujer, de nacionalidad panameña, mayor de edad, de estado civil casada, con residencia localizable en Barrio Colón, corregimiento de Barrio Colón, distrito de La Chorrera, provincia de Panamá, casa No. 17, dicho establecimiento comercial se dedicará a la venta al por menor de víveres, de bebidas alcohólicas en envases cerrados en local comercial. Panamá, a la fecha de su presentación: Susana Chio Chong. Cédula 8-822-1188. Xiudan Cen. Cédula N-20-2377. Atentamente. L. 201-431040. Segunda publicación.

Bajo el Artículo 777 del Código de Comercio, yo, **GUSTAVO ELIÉCER WHITAKER ROBLES**, con cédula No. 8-720-1274, le traspaso al señor **JAVIER JIMÉNEZ SÁNCHEZ**, con cédula No. 8-375-535, según resolución No. T-020-2015, del 14 de julio de 2015, el negocio denominado “**DISTRIBUIDORA RAMOS**” y su respectiva licencia para la distribución de bebidas alcohólicas en envases cerrados al por mayor. L. 201-430998. Primera publicación.

EDICTO



REPÚBLICA DE PANAMA
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGIÓN 4 – COCLÉ

EDICTO No 039-09

EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA DEL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO EN LA PROVINCIA DE COCLÉ

HACE SABER QUE:

Que XENIA ESTELA ALVEO RODRIGUEZ, vecino (a) de JUAN DIAZ, Corregimiento de JUAN DIAZ, Distrito de ANTON, portador (a) de la cédula N° 2-83-2064, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud No. 2-632-01, según plano aprobado N° 202-06-11081, adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie total de 3 HAS + 6743.65 m², ubicada en la localidad de JUAN DIAZ, Corregimiento de JUAN DIAZ, Distrito de ANTON, Provincia de COCLE, comprendidos dentro de los siguientes linderos:

- NORTE: MARCIANO RODRIGUEZ A., CARRETERA DE TIERRA A SAN JUAN DE DIOS – A LA C.I.A.
- SUR: RUTILIO RODRIGUEZ R.
- ESTE: MARCIANO RODRIGUEZ A.
- OESTE: CARRETERA DE TIERRA A SAN JUAN DE DIOS – A LA C.I.A.

Para los efectos legales, se fija el presente edicto en lugar visible de la Reforma Agraria en la Provincia de Coclé y en la Corregiduría de JUAN DIAZ. Copia del mismo se hará publicar en el órgano de publicidad correspondiente, tal como lo ordena el Artículo 108 del Código Agrario. Este edicto tendrá una vigencia de 15 días a partir de su última publicación.

DADO EN LA CIUDAD DE PENONOME, HOY 29 DE ENERO DE 2009.


SR. JOSÉ E. GUARDIA L.
FUNCIONARIO SUSTANCIADOR

GACETA OFICIAL
Liquidación 201-431095


LIC. MARIXENIA B. DE TAM
SECRETARIA AD-HOC

EDICTO No. 182

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) ARIS SALINAS DE DE GRACIA Y SRA. ARACELYS OLMEDO MARTINEZ, panameños, mayores de edad, con residencia en La Tulinueca, casa 5142, telefono 253-3161, con cedula de identidad personal No.9-179-928 y 8-745-754 respectivamente

En su propio nombre en representación de SUS PROPIAS PERSONA
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE LA TULIHUECA, de la Barriada LA TULIHUECA
Corregimiento BARRIO BALBOA, donde HAY CASA
distingue con el numero y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 25.00 MTS
SUR :	CALLE LA TULIHUECA	CON. 25.00 MTS
ESTE :	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 30.00 MTS
OESTE:	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 30.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO SETECIENTOS CINCUENTA METROS CUADRADOS
CON (750.00 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entrégueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 16 de julio de dos mil quince

ALCALDE: (fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO: (fdo.) SRA. IRISCELYS DIAZ G.

Es fiel copia de su original
La Chorrera, dieciseis (16)
de julio de dos mil quince

GACETA OFICIAL
Liquidación: 201-431093

SRA. IRISCELYS DIAZ G.
JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL



EDICTO No. 203

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) DIONARA RODRIGUEZ VECES, panamena, mayor de
edad, con residencia en San Nicolas, Calle Charo, telefono
No.6595-5443, portadora de la cedula de identidad personal
No.8-209-1047.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en
concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar
denominado CALLE SHARO de la Barriada SAN NICOLAS No.2
Corregimiento BARRIO BALBOA donde HAY CASA
distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas

son los siguiente:

NORTE	CALLE SHARO	CON. 18.13 MTS
SUR	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 17.72 MTS
ESTE	VEREDA	CON. 30.31 MTS
OESTE	FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194 PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA	CON. 29.56 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO QUINIENTOS TREINTA Y SEIS METROS CUADRADOS
CON TREINTA Y TRES DECIMETROS CUADRADOS (536.33 MTS/.2)
con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No. 11-A, del 6 de marzo de 1969,
se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ
(10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
Entregueseles senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez
En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.
La Chorrera, 3 de agosto de dos mil quince

ALCALDE: (fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G,
Es fiel copia de su original
La Chorrera, tres (3) de
agosto de dos mil quince

GACETA OFICIAL

Liquidación 201-430573

SR. IRISCELYS DIAZ G.

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO, MUNICIPALIDAD DE LA CHORRERA, PROVINCIA DE PANAMA

EDICTO No. 206

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) HERMINIO MITRE, varon panameno, mayor de edad,
oficio Conductor de Equipo Pesado, con residencia en Calle Oeste
con casa No.1243 portador de la cedula de identidad personal
No.6-50-290.....

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE 50 NORTE, de la Barriada SANTA LIBRADA No.2 Corregimiento el Coco, donde SE LLEVARA A CABO UNIS CONSTRUCCION distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

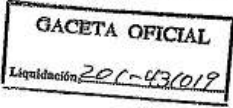
NORTE: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 30.00 MTS
SUR: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 30.00 MTS
ESTE: FINCA 6028 FOLIO 104 TOMO 194
PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON. 20.00 MTS
OESTE: CALLE 50 NORTE CON. 20.00 MTS

AREA TOTAL DE TERRENO SEISCIENTOS METROS CUADRADOS (600.00 MTS.2)

con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el término de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entréguesele senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez En un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial La Chorrera. 21 de agosto de dos mil quince

ALCALDE: (fdo.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO (fdo.) SRTA. IRISCELYS DIAZ G.
Es fiel copia de su original
La Chorrera, veintiuno (21)
de agosto de dos mil quince





EDICTO N°. 230- ANATI-2015

El Suscrito Funcionario Sustanciador de la autoridad Nacional de Administración de Tierras , en la provincia de Panamá al público.

HACE CONSTAR:

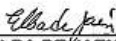
Que el (los) Señor (a) GISELA DEYANIRA MARTINEZ RIVERA Y OTRO Vecino (a) de AVE. PERALTA Corregimiento: CAPIRA CABECERA del Distrito de CAPIRA Provincia de PANAMA Portador de la cédula de identidad personal N° 8-187-805 ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 8-5-462-2012 del 29 de AGOSTO De 2012 según plano aprobado N° 804-05-24269 la adjudicación del título oneroso de una parcela de Tierra Estatal Patrimonial con una superficie de 0 HAS + 584.32 M2 que será segregado de la Finca N° 28503, Tomo 647, Folio 146 propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno esta ubicado en la localidad de EL AGUACATE Corregimiento CHICA Distrito de CHAME Provincia de PANAMA comprendida dentro de los siguientes linderos:

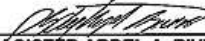
- NORTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR MANUEL MARTINEZ.
- SUR: CALLE DE TIERRA DE 12.80 MTS HACIA CALLE PRINCIPAL DEL AGUACATE Y A OTROS LOTES.
- ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR MANUEL MARTINEZ.
- OESTE: SERVIDUMBRE DE 5.00 MTS A OTROS LOTES.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de CHAME o en la corregiduría de CHICA copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en CAPIRA a los 24 días del mes de AGOSTO de 2015.

Firma: 
Nombre: ELBA DE JAEN
Secretaria Ad – Hoc



Firma: 
MAGISTER ABDEL A. RIVERA
Jefe Sustanciador
ANATI-Panamá Oeste

GACETA OFICIAL

Liquidación: 201-431094