

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 9211 -ElecPanamá, 6 de noviembre de 2015

“Por la cual modifica el 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 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 el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
4. 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;
5. 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;
6. Que mediante Resolución AN No. 9037-Elec de 1 de septiembre de 2015, se aprobó 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”;
7. Que del lunes siete (7) al lunes veintiocho (28) de septiembre de 2015, estuvo disponible el documento contentivo de la referida propuesta de modificación en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de esta Autoridad Reguladora, así como en la página web de la misma; y dicha Audiencia Pública se llevó a cabo el día 30 de septiembre de 2015;
8. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a 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”, esta Autoridad Reguladora recibió los comentarios de la Autoridad de Protección al

[Handwritten signature]



Resolución AN No 9211 -Elec
de 6 de noviembre de 2015
Página 2 de 6

Consumidor y Defensa de la Competencia, la empresa de distribución ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), los cuales se analizan a continuación:

Comentarios referentes a los cambios propuestos al Artículo 83

ENSA, EDEMET y EDECHI solicitan eliminar el párrafo agregado en la propuesta de modificación. ENSA señala que ni los medidores, ni el sistema comercial manejan el concepto de registrar para facturación más de una demanda máxima mensual para período de Hora Punta. Además, considera que no se aclara la forma como se efectuará la facturación cuando se registren diferentes valores de Demanda y esta no se repita más de cinco veces, y que se está eliminando el incentivo de desplazar carga a horarios fuera de Punta.

EDEMET y EDECHI indican que las tarifas deben cumplir con el principio de equidad, por lo que no se puede medir y facturar la demanda a unos clientes de una forma y al resto de otra. Considera que es incongruente con la definición de demanda máxima. Por otro lado manifiesta que para la facturación se tendría que descargar la memoria masiva del medidor, no podría hacerse como parte del ciclo de lectura.

Respuesta de ASEP:

Respecto a lo planteado por ENSA, EDEMET y EDECHI, cabe indicar que se ha revisado el comportamiento de los clientes que están utilizando la tarifa horaria del mes de julio de 2015, observando que en su mayoría no están teniendo un beneficio económico por estar en esta tarifa. A continuación un resumen:

Julio 2015	EDEMET		ENSA		EDECHI	
TARIFA HORARIA BTH	RESUMEN	%	RESUMEN	%	RESUMEN	%
CLIENTES	150	100%	80	100%	22	100%
CLIENTES CON AHORRO	34	23%	36	45%	11	50%
CLIENTES QUE PAGARON MÁS QUE BTD	116	77%	44	55%	11	50%
CLIENTES CON DEMANDA EN PUNTA CERO	6	4%	12	15%	2	9%
CLIENTES CON DEMANDA EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA	143	95%	68	85%	20	91%
CLIENTES CON DEMANDA PTA IGUAL O MAYOR QUE FDEPTA	52	35%	17	21%	8	36%
CLIENTES CON ENERGÍA EN PUNTA MAYOR QUE FDEPTA	5	3%	1	1%	0	0%
CLIENTES CON ENERGÍA PTA MENOR QUE FUERA DE PUNTA	144	96%	79	99%	22	100%

TARIFA HORARIA MTH	EDEMET		ENSA		EDECHI	
TARIFA HORARIA MTH	RESUMEN	%	RESUMEN	%	RESUMEN	%
CLIENTES	6	100%	7	100%	13	100%
CLIENTES CON AHORRO	2	33%	1	14%	11	85%
CLIENTES QUE PAGARON MÁS QUE BTD	4	67%	6	86%	2	15%
CLIENTES CON DEMANDA EN PUNTA CERO	1	17%	1	14%	0	0%
CLIENTES CON DEMANDA EN PUNTA Y FUERA DE PUNTA	5	83%	6	86%	13	100%
CLIENTES CON DEMANDA PTA IGUAL O MAYOR QUE FDEPTA	3	50%	1	14%	6	46%
CLIENTES CON ENERGÍA EN PUNTA MAYOR QUE FDEPTA	0	0%	0	0%	0	0%
CLIENTES CON ENERGÍA PTA MENOR QUE FUERA DE PUNTA	6	100%	7	100%	13	100%

De acuerdo al RDC, tenemos las siguientes definiciones asociadas:

Demanda: Es el valor promedio de la potencia medido durante un intervalo de tiempo especificado. Se expresa en kW. La duración del periodo varía entre unos segundos y quince (15) minutos.

Demanda Máxima: Es el mayor valor de la demanda durante un período específico de tiempo; usualmente el período de facturación, i.e. un mes, etc.

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 9211 -Elec
de 6 de noviembre de 2015
Página 3 de 6

En el artículo 83 se especifica que la **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.

Siendo así la Demanda Máxima a facturar en el caso de las Tarifas con demanda que no son horarias, será la mayor de las demandas medidas cada 15 minutos durante un mes. (En un mes se miden 2,880 veces la demanda y se selecciona la mayor); y en el caso de las tarifas horarias la demanda máxima de las horas de punta es la mayor de las 960 mediciones en el mes (Es decir con que haya un solo registro ya se factura la demanda en punta) y la correspondiente a las horas fuera de punta sería la mayor de las restantes 1,920 mediciones (en el caso de que no hayan días feriados).

Como observamos, reconocemos que la introducción de la tolerancia como se había propuesto no resolvería la situación, de manera que se desestima la propuesta.

No obstante, sugerimos que las empresas distribuidoras tengan un papel más proactivo al momento en que un cliente le solicita la tarifa horaria, para que conozca el mecanismo de facturación con anticipación y evite la posible afectación de no tener un perfil de consumo cuya demanda máxima sea en las horas fuera de punta y que en las horas de punta no tenga uso de la energía o se muy baja.

Para ello solicitamos que las empresas incluyan en el Pliego Tarifario una explicación más amplia del esquema de facturación de las tarifas horarias.

Por otro lado, la ASEP evaluará la posibilidad de que las empresas distribuidoras pongan medidores inteligentes con capacidad de medir y explicitar todas las mediciones del mes, a fin de buscar un mecanismo tarifario que sea más justo.

Comentarios referentes a los cambios propuestos al Artículo 106

ENSA requiere:

- Modificar los numerales 1.5 y 2.4, para que se tome en cuenta para reconocimiento de los costos de generación propia, los costos de compra de potencia y de energía, del mercado ocasional para homologar lo establecido en la Resolución No. AN-No.006-Elec de 8 de Mayo de 2006.
- Incluir en los costos de generación extraordinarios los relacionados a los créditos en kWh que resulten a favor de los clientes producto de la aplicación de la Resolución AN No. 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- Incluir como Costos Extraordinarios los sobre costos del suministro de energía que sean producto de arbitrajes autorizados por la ASEP.
- Clasificar como Costos Extraordinarios los costos relacionados con el Mercado Regional (MER), ya que las Compras en el Mercado Regional, si bien se hacen para abastecer la demanda cuando se requiere, las transacciones de exportación las efectúan los generadores para su beneficio, costo que no está relacionado con el abastecimiento de la Demanda y que encarece el costo de la energía en Panamá.

[Handwritten signature]



Resolución AN No. 9211 -Elec
de 6 de noviembre de 2015
Página 4 de 6

- Clasificar como Costo Extraordinarios los costos relacionados a contrataciones más caras que reemplazan contratos que no se llegaron a ejecutar o que se aplazaron.

EDEMET solicita:

- Incorporar a los sobre costos, los costos legales por fallos en los tribunales de justicia que afecten financiera y económicamente a las empresas distribuidoras.
- Incorporar los costos de generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, incluyendo todos los costos del MER sea de transmisión o cualquier otro.
- Incorporar cualquier costo adicional que resulte de sobre contratación tanto de potencia como de energía.

Respuesta de ASEP

- No se justifica una nueva modificación a los numerales 1.5 y 2.4. para homologar con lo establecido en la Resolución AN No.006-Elec, ya que la misma es específica para los contratos de compra y venta de energía y/o potencia que celebren las empresas de distribución con los propietarios de centrales de generación eléctrica mencionados en la Ley 45 de 2004. Los numerales referidos corresponden a la generación propia, que en inicio de la reglamentación se valoraba a los precios promedio de todas las compras de la distribuidora y la reglamentación se modificó para que se valore al precio promedio de los contratos. La distribuidora tiene la opción de ofertar su generación propia en las licitaciones.
- No se justifica incorporar a los costos de generación extraordinarios los relacionados a los créditos en kWh que resulten a favor de los clientes producto de la aplicación de la Resolución AN No. 5399-Elec de 27 de junio de 2012, porque esta energía que se le paga a los clientes, se valora al costo promedio anual de compras de la propia distribuidora.
- La modificación llevada a consulta es precisamente la incorporación de los sobre costos del suministro de energía que sean producto de arbitrajes autorizados por la ASEP a los costos extraordinarios.
- Con respecto a los costos relacionados con el Mercado Regional (MER), la propuesta de ENSA y EDEMET no se acepta, toda vez que los cargos relacionados al MER no obedecen a situaciones atípicas, como lo es el incumplimiento de contratos.
- Dentro de los componentes de los costos extraordinarios se incluye la 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. No obstante, los costos relacionados a contrataciones que reemplazan contratos que no se llegaron a ejecutar o que se aplazaron, serían los costos de una nueva licitación, por lo que no se justificaría declararlos como costos extraordinarios.

[Handwritten signature]
-4-10-15



Resolución AN No. 9211 -Elec
de 6 de noviembre de 2015
Página 5 de 6

- Respecto a la pretensión de EDEMET de incluir costos legales dentro de los costos de generación, esta Autoridad considera que no es procedente, toda vez que los costos legales por fallos de los tribunales los tiene que cubrir la empresa y no los clientes, quienes no son parte del litigio en cuestión.
- En lo concerniente a cualquier costo adicional que resulte de sobre contratación, vale la pena aclarar que esta Autoridad Reguladora solamente aprueba la sobre contratación de una empresa para mitigar el riesgo de racionamiento, en cuyo caso está cubierto ya en la reglamentación. La sobre contratación de energía se convierte en una venta de energía por parte de la empresa en el mercado ocasional que baja los precios a los cuales la empresa termina pagando por las pérdidas no reconocidas.

Comentarios Adicionales presentados por ENSA

ENSA considera que dentro de la parte resolutive de la presente Resolución, se incluya lo siguiente:

1. Que la introducción de los costos del suministro de energía que sean producto de arbitrajes autorizados por la ASEP como parte de los costos extraordinarios utilizados en el cálculo del valor de pérdidas de energía en distribución, regirá a partir del 13 de febrero de 2014.
2. Que el reconocimiento de los referidos costos extraordinarios, para el cálculo del costo de pérdidas de energía reconocidas del 13 de febrero de 2014 en adelante, se considerarán cuando se actualicen los costos incurridos del periodo Julio a Diciembre de 2015 en la actualización tarifaria semestral correspondiente. El término del reconocimiento de estos costos extraordinarios en el cálculo de las pérdidas de energía será hasta cuando se subsanen los eventos que lo crearon.

Respuesta de ASEP

Si bien es cierto ENSA ha solicitado esta modificación con anterioridad, es con esta Resolución que la ASEP aprueba su incorporación, cabe destacar que no fue una omisión de la Resolución AN No.7485-Elec de 20 de junio de 2014, como señalan y la propia ENSA no solicitó su incorporación dentro de los comentarios que presentaron a la consulta pública en esa ocasión. Por lo que no corresponde aplicar esta norma de forma retroactiva. Según el artículo 43 de la Constitución, la mayoría de las leyes tienen un efecto irretroactivo, salvo aquellas que conciernen con el orden público o interés social, en relación con lo que ellas expresen.

Comentario adicional de la Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia:

La Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia considera que en adición a la propuesta de compensar al distribuidor por los costos del suministro de energía producto de arbitrajes, se debe disuadir el comportamiento de los agentes generadores que no honran sus ofertas y renegocian, y que dan lugar a los arbitrajes, limitando temporalmente la concurrencia de estos agentes en futuras licitaciones. De esta forma se asegura que los clientes finales solo reciban los mejores precios que resultan de los actos competitivos.

Respuesta de ASEP

La ASEP está de acuerdo en que los contratos de suministro no deben ser modificados y que estas prácticas no son las mejores para el desenvolvimiento del



Resolución AN No. 9211 -Elec
de 6 de noviembre de 2015
Página 6 de 6

mercado eléctrico y por ende no las promueve. No obstante, se está dando una realidad en la gestión de algunas generadoras que ha conllevado inclusive al cierre de las operaciones, perjudicando la disponibilidad del plantel de generación con las consecuencias que esto conlleva.

Por esta razón, se han tomado algunas providencias en estos arbitrajes que buscan precisamente que haya un equilibrio financiero en la empresa afectada sin perjudicar en demasía a los clientes.

Se han promovido diversas licitaciones este año tanto para compras de largo plazo como de corto plazo, que buscan fortalecer el plantel de generación y obtener mejores precios del mercado.

9. Que en atención a que la actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber de la ASEP realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley de su creación y de las Leyes Sectoriales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR las modificaciones al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización, aprobadas mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el Anexo A de la presente Resolución y, que formar parte integral de la misma.

SEGUNDO: COMUNICAR que las presentes modificaciones al Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica empezaran a regir a partir de la publicación de la presente Resolución.

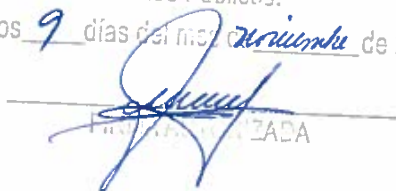
FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; y, Ley 6 de 22 de enero de 2002, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

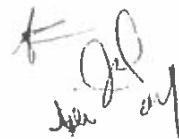
PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

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

Dado a los 9 días del mes de noviembre de 20 15


FRAJERÍA, PANAMÁ





ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 7211 –Elec. de 6 de noviembre de 2015



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.
 - (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.1.1) Costos de autoabastecimiento.

- (iv.1.2) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

- (iv.1.3) 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.1.4) 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.

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 $CEGFP_{Total}$.



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.

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
- a) 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.

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 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:

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

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

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

$CCONAP_{p,i}$: 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.

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 $GMTM_p^{CR-BASE}$ y $GMTM_p^{CR-Correcc}$.

a) Para las categorías que posean medición con discriminación horaria

(i) En Punta:

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

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

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

$CPEPDE_{p,i}^P$: 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:

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

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

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

$CPERDE_{p,i}^{FP}$: 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 $p-1$.

$CPERDE_{p,i}^{FP-Correcc}$: 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.

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:

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

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

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

$CPERDP_{p,i}$: 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 .

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:

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

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

$CPOTGEN_{p,i}^{BASE}$ ó $CPOTGENE_{p,i}^{BASE}$: 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 $CPOTGENE_i$. El $CPOTGENGC_i$ 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:

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

$CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPOTGEN_{p-1,i}^{BASE}$: 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:

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 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.

$$CG_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_GP}_p \times VE_p$$

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.

$$\text{Monómico_GP}_p = \frac{\begin{aligned} &\text{Costos_de_Compra_de_Potencia}_p + \\ &\sum \text{Costos_de_Compra_de_Energía}_p + \\ &\text{Costo_del_Mercado}_p \end{aligned}}{\text{EnergíaComprada}_p}$$

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 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.

$$CGR_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_GR}_p \times VE_p$$

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.

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

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:

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

$CPOTGENGC_{p-1,i}^{BASE}$: 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:

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

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

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

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

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.

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

GR_{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) 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.

$$CGR_{p-2} = \text{Monómico}_{GR_{p-2}} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($\text{Monómico}_{GR_{p-2}}$) 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 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:

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



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

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: Cargo *Correc* 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 *Correc* 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 *Correc* 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 *Correc* 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 *Correc* 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.

$CENEGEN_{p,i}^{P-Correcc}$: 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.

(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:

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

$CENEGEN_{p,i}^{FP}$: 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.

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 ($GMTM_p^{CR}$), 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:



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

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:

$$CPOTGEN_{m,i}^P = CPOTGEN_{m,i}^{P-BASE} + CPOTGEN_{m,i}^{P-Correc}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.



$G_{p-\text{restante}^{\text{conAMP}_m}}^{CR-BASE}$: 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 $G_{p-\text{restante}^{\text{conAMP}_m}}^{CR-BASE}$ 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:

$$G_{p-\text{restante}^{\text{conAMP}_m}}^{CR-BASE} = G_{p-\text{restante}^{\text{original}_m}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$G_{p-\text{restante}^{\text{conAMP}_m}}^{CR-BASE} = G_{p-\text{restante}^{\text{conAMP}_{m-1}}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

$G_{p-\text{restante}^{\text{original}_m}}^{CR-BASE}$: 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 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:



$$AMP_m = GM_{m-2\text{ real-parcial}}^{CR-BASE} - \left[\begin{aligned} &SUM_i(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^3 DMAX_{m-2,k,i}) + \\ &SUM_{i \in ADMHORARIA}(CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^{P-BASE} + CENEGEN_{m-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FP}) + \\ &SUM_{i \in ADMNOHORARIA}(CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i(CCONAP_{m-2,i}^{BASE} VR_{m-2,i}) \end{aligned} \right]$$

$GM_{m-2\text{ real-parcial}}^{CR-BASE}$: 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 ($CG_{m-2\text{ real-parcial}}^{CR-BASE}$) más el costo de generación extraordinario ($CGR_{m-2\text{ real-parcial}}^{CR-BASE}$), en este caso para el m-2 real parcial.

$G_{p-\text{restante}}^{CR-BASE} \text{ con } AMP_{m-1}$: 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.

Handwritten signature or initials.

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

Dado a los 9 días del mes de Diciembre de 2015

Handwritten signature and stamp of the Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.