



ANEXO A

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

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.

- (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.

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.

- (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.

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.

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

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:

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

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

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

$CCONAP_{p,i}$: 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

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.

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:

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

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

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

$CPERDE_{p,i}^P$: 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.

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

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

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

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

$CPERDE_{p,i}$: 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.

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

$CPERDP_{p,i}$: 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 $CPOTGENGC_{p,i}^P$

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 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 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:

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

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

$GPM_p^{CR-BASE}$: Valor permitido a recuperar en la tarifa de los clientes 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.

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 ($CGP_p^{CR-BASE}$) 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.

$$GM_p^{CR-BASE} = \text{Monómico_}GP_p \times VE_p$$

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 ($\text{Monómico_}GP_p$) 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.

$$Mon\acute{o}mico_GP_p = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_p + \sum Costos_de_Compra_de_Energ\acute{a}_p + Costo_del_Mercado_p}{Energ\acute{a}Comprada_p}$$

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

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

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

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:

$$GP_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_i \left(CPOTGENE_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ & \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-1,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ & \text{SUM}_{i \forall i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P \right) + \\ & \text{SUM}_{i \forall i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \times FCP_i \right) \end{aligned} \right]$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

$$GPR_{p-2} = CGPR_{p-2}^C - \left[\begin{aligned} & \left[\sum_{i=1}^6 \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_{i=1}^6 \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \right. \\ & \left. \sum_{i=1}^6 \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \right. \\ & \left. \sum_{i \in MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + VarxComb_i \times VR_{p-2,i}^P \right) + \right. \\ & \left. \sum_{i \in MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C + VarxComb_i \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C \right) \right] + GPR_{p-4} \end{aligned} \right]$$

GPR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales 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

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 ($\text{Monómico}_{GR_{p-2}}$) 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 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

$VRSM_{p-2}^P$: 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:

$$GPR_{p-4} = \left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_{i \in \text{MDHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VE_{p-2,i}^P \right) + \\ \text{SUM}_{i \in \text{MDNOHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \times FCP_i \right) \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_{i \in \text{MDHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc} \times VR_{p-2,i}^P \right) + \\ \text{SUM}_{i \in \text{MDNOHORARIA}} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C \right) \end{array} \right] \end{array} \right\}$$

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

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc}$: 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.

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:

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

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

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

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:

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

$CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE}$: 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:

$$GFPM_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP} + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) + \\ \text{SUM}_{i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i}) \end{array} \right]$$

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

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

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

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

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

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.

$$GFPR_{p-2} = CGFPR_{p-2}^C - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ \text{VarxComb}_i \times VR_{p-2,i}^{FP} \\ \text{SUM}_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ \text{VarxComb}_i \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) \end{array} \right] + GFPR_{p-4}$$

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron en las horas Fuera de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales, 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

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.

$GFPR_{p-4}$: 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) 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:

$$GFPR_{p-4} = \left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i \forall i = MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) + \\ \text{SUM}_{i \forall i = MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times (1 - FCP_i) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i}) \end{array} \right] - \\ \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i \forall i = MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) + \\ \text{SUM}_{i \forall i = MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{p-2,i}^C) + CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i}) \end{array} \right] \end{array} \right\}$$

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc}$: 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 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.

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

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

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.

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

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

$DMAXE_{p,i}^{GC}$: 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:

- (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:

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

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

$$GPMGC_p^{CR-Correcc} = (GPRGC_{p-2}) \times (1+r)$$

$$GPRGC_{p-2} = CGPRGC_{p-2}^C - \left[\sum_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) \right] + GPRGC_{p-4}$$

$GPRGC_{p-2}$: 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:

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

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-Correcc}$: 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:

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

$CPOTGENGC_{p-2,i}^{P-BASE}$: 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.

$DMAX_{p-2}^{GC}$: 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:

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

$CPOTGEN_{p,i}^P$ 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 ($\text{Monómico_}GP_p$) 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.

$$\text{Monómico_}GP_p = \frac{\text{Costos_de_}Compra_de_Potencia_p + \sum \text{Costos_de_}Compra_de_Energía_p + \text{Costo_del_}Mercado_p}{EnergíaComprada_p}$$

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

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:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\begin{aligned} & \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENE}_{p-1,i}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p,k,i} \right) + \\ & \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENGC}_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ & \text{SUM}_{i \forall i = \text{MDHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-1,i}^{P-BASE} \times \text{VE}_{p,i}^P + \text{CENEGEN}_{p-1,i}^{FP-BASE} \times \text{VE}_{p,i}^{FP} \right) + \\ & \text{SUM}_{i \forall i = \text{MDNOHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-1,i}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i} \right) + \text{SUM}_i \left(\text{CCONAP}_{p-1,i}^{BASE} \times \text{VE}_{p,i} \right) \end{aligned} \right]$$

$\text{CPOTGENGC}_{p-1,i}^{BASE}$: 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.

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

$\text{CENEGEN}_{p-1,i}^{P-BASE}$: 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.

$\text{VE}_{p,i}^P$: 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.

$\text{CENEGEN}_{p-1,i}^{FP-BASE}$: 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.

$\text{VE}_{p,i}^{FP}$: 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.

$\text{CENEGEN}_{p-1,i}^{BASE}$: 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.

$\text{CCONAP}_{p-1,i}^{BASE}$: 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:

$$\text{CPOTGEN}_{p,i}^{Correcc} = \text{CPOTGEN}_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{\text{GM}_p^{CR-Correcc}}{\text{G}_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

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

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.

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

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)

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.

$$\text{Monómico}_{GRR}_{p-2} = \frac{\text{Costos}_{de}_{Compra}_{de}_{Potencia}_{que}_{ASEP}_{determine}_{p-2} + \text{Costos}_{de}_{Autoabastecimiento}_{p-2} + \sum \text{Sobrecostos}_{por}_{Generación}_{Obligada}_{p-2} + \text{Porción}_{del}_{Mercado}_{Ocasional}_{por}_{contratos}_{cancelados}_{o}_{suspensionados}_{p-2} + \text{Sobrecostos}_{por}_{incremento}_{de}_{precios}_{de}_{contratos}_{por}_{arbitraje}_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

$CPOTGEN_{p-2,i}^{BASE}$: 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.

$\sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC}$: 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:

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

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

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correc}$: 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.

$CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correc}$: 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.

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correc}$: 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.

$CCONAP_{p-2,i}^{Correc}$: 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.

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 ($GMTM_{p-1}^{CR-BASE}$), 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:

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

b) En fuera de punta:

De igual manera que para el caso anterior, para calcular la actualización del valor permitido a recuperar por la distribuidora de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente ($GMTFPM_p^{CR}$), 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 $CPOTGEN^P$, $CENEGEN^P$, $CENEGEN^{FP}$, $CENEGEN$ 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:**

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

$$CPOTGEN_{m,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GP_{"p-res tan te" conAMP_m}^{CR-BASE}}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$CENEGEN_{m,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{GP_{"p-res tan te" conAMP_m}^{CR-BASE}}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

$$CENEGEN_{m,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{GFP_{"p-res tan te" conAMFP_m}^{CR-BASE}}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$CENEGEN_{m,i}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{BASE} \times \left[FCP_i \times \left(\frac{GP_{"p-res tan te" conAMP_m}^{CR-BASE}}{GP_{m-1}^{CR-BASE}} \right) + (1 - FCP_i) \times \left(\frac{GFP_{"p-res tan te" conAMFP_m}^{CR-BASE}}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right) \right]$$

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

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

$$CCONAP_{m,i}^{BASE} = CCONAP_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{GFP_{"p-res tan te" conAMFP_m}^{CR-BASE}}{GFP_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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.

$GP_{"p-res tan te" conAMP_m}^{CR-BASE}$: 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 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 ($CPOTGEN^{P-BASE}$, $CPOTGEN^{P-BASE}$, $CENEGEN^{P-BASE}$ 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 $GP_{p-res\ tan\ te\ con\ AMP_m}^{CR-BASE}$ 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:

$$GP_{p-res\ tan\ te\ con\ AMP_m}^{CR-BASE} = GP_{p-res\ tan\ te\ original_m}^{CR-BASE} + AMP_m$$

- Para los restantes meses:

$$GP_{p-res\ tan\ te\ con\ AMP_m}^{CR-BASE} = GP_{p-res\ tan\ te\ con\ AMP_{m-1}}^{CR-BASE} + AMP_m$$

Donde

$GP_{p-res\ tan\ te\ original_m}^{CR-BASE}$: 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 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 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:

$$AMP_m = GPM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE} - \left[\begin{aligned} &SUM_i (CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}) + SUM_i \left(CPOTGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times \sum_{k=1}^2 DMAX_{m-2,k,i} \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{P-BASE} \times VR_{m-2,i}^P) + \\ &SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i} \times FCP_{m-2,i}^C) \end{aligned} \right]$$

$GPM_{m-2,real-parcial}^{CR-BASE}$: 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 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 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 período, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFP_{p-res\ tan\ te}^{CR-BASE\ conAMP_{m-1}}$: 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 punta 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 horas de punta en el período “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$GFP_{p-res\ tan\ te}^{CR-BASE\ conAMFP_m}$: 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 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.

$GFP_{m-1}^{CR-BASE}$: 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 período “p-restante” y los cargos BASE de m-1 ($CENEGEN^{FP-BASE}$, $CENEGEN^{BASE}$ 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 $GFP_{p-res\ tan\ te}^{CR-BASE\ conAMFP_m}$ 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:

$$GFP_{p-res\ tan\ te}^{CR-BASE\ conAMFP_m} = GFP_{p-res\ tan\ te}^{CR-BASE\ original_m} + AMFP_m$$

- Para los restantes meses:

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

Donde

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

$$AMFP_m = GFPM_{m-2, \text{real-parcial}}^{CR-BASE} - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_{i \forall i = MDHORARIA} \left(\begin{array}{l} CENEGEN_{m-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{m-2,i}^{FP} \\ + CCONAP_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i} \end{array} \right) + \\ \text{SUM}_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(\begin{array}{l} CENEGEN_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \times (1 - FCP_{m-2,i}^C) \\ + CCONAP_{m-2,i}^{BASE} \times VR_{m-2,i} \end{array} \right) \end{array} \right]$$

$GFPM_{m-2, \text{real-parcial}}^{CR-BASE}$: 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 período, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente.

$GFP_{p\text{-restante} \text{ con } AMFP_{m-1}}^{CR-BASE}$: 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” 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 período “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:**

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

$$CPOTGEN_{m,i}^{P-BASE} = CPOTGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-res \tan te}^{CR-BASE \text{ conAMP}_m}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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*

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

$$CENEGEN_{m,i}^{P-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{P-BASE} \times \left(\frac{G_{p-res \tan te}^{CR-BASE \text{ conAMP}_m}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

$$CENEGEN_{m,i}^{FP-BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{FP-BASE} \times \left(\frac{G_{p-res \tan te}^{CR-BASE \text{ conAMFP}_m}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$CENEGEN_{m,i}^{BASE} = CENEGEN_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{p-res \tan te}^{CR-BASE \text{ conAMP}_m}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$CCONAP_{m,i}^{BASE} = CCONAP_{m-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{G_{p-res \tan te}^{CR-BASE \text{ conAMFP}_m}}{G_{m-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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.

$G_{p\text{-res tan te}^{\text{conAMP}}_m}^{CR\text{-BASE}}$: 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.

$G_{m-1}^{CR\text{-BASE}}$: 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 ($COTGEN^{P\text{-BASE}}$, $COTGENE^{P\text{-BASE}}$, $CENEGEN^{P\text{-BASE}}$, $CENEGEN^{BASE}$ 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 $G_{p\text{-res tan te}^{\text{conAMP}}_m}^{CR\text{-BASE}}$ 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:

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

- Para los restantes meses:

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

Donde

$G_{p\text{-res tan te}^{\text{original}}_m}^{CR\text{-BASE}}$: 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.

AM_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 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 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:

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

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