



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No.7322 –Elec de 30 de abril de 2014

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

I. Exposición de Motivos

Se presentan 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.

La modificación a los artículos 57 y 106 obedece a la solicitud realizada por las empresas de distribución eléctrica mediante las notas DME-093-14 fechada 21 de febrero de 2014 y CME-142-14 de 12 de febrero de 2014, en cuanto a modificar la fórmula para el cálculo del costo permitido de generación, para que las medidas adoptadas por ASEP relacionadas a medidas de emergencia o de mitigación, cuya finalidad es evitar medidas de racionamiento, no afecten el costo de pérdidas asumido por las empresas, tales como:

- Cambio de los criterios en la definición de generación Obligada – el costo de la Generación Obligada por mitigación del riesgo de desabastecimiento se aplica a los participantes consumidores.
- Contratos para respaldo adicional al existente – la Secretaría de Energía ha recomendado a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) por seguridad de abastecimiento, la contratación de potencia térmica adicional de emergencia para el periodo de verano.
- Reconocimiento del costo de Autoabastecimiento para Clientes Regulados del Servicio Público de Electricidad y Grandes Clientes en periodos de Alerta de Racionamiento y los clientes del servicio eléctrico se vieron en la necesidad de utilizar plantas eléctricas de emergencia.

Con este propósito se segrega del componente de generación, para que los costos asociados a costos extraordinarios se identifiquen y cuantifiquen por separado.

También se ha modificado el artículo 106 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.

Los artículos 126, 128 y 130 se modifican para eliminar las fechas específicas y dejar un calendario de referencia para los ajustes mensuales.

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 en horas de punta son los siguientes:
 - (i.1) Costos por compra de energía en horas de punta asociada de contratos iniciales.
 - (i.2) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (i.3) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.4) Costos por compras de energía en horas de punta 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 resulta del cociente de estos costos y la energía comprada por la distribuidora en horas de punta.
- (iii) Los costos a considerar en horas fuera de punta son los siguientes:
 - (iii.1) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada de contratos iniciales.
 - (iii.2) Costos por compra de energía en horas fuera de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP.
 - (iii.3) Costos por compras de energía en horas fuera de punta en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (iii.4) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (iii.5) Costos de potencia energizados.
- (iv) El componente de costo por energía en horas fuera de punta resulta del cociente de estos costos y la energía comprada por la distribuidora en horas fuera de punta.

Los componentes de costos CEGP y CEGFP son similares para todas las clases de clientes.

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 (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.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 $CEGFP_{Total}$.

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 $CPOTGEN^P_i$ 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 $CPOTGEN^P_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE^P_i$ en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El $CPOTGENGC^P_i$ 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.

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

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

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

$CPOTGEN^{P-BASE}_{p-1,i}$ ó $CPOTGENE^{P-BASE}_{p-1,i}$: 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 en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de compras.

Los costos de generación en horas de Punta permitidos son el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas de Punta (*Monómico* $_ G_p^P$) por los kWh vendidos en horas de Punta (excluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados en Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en Punta en el semestre, consumo referenciado a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GPM_p^{CR-BASE} = VE_p^P \times \left(\text{Monómico} _ G_p^P \right)$$

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

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

Para calcular el valor $GPM_p^{CR-BASE}$ se debe considerar que en cada semestre los costos de generación totales en horas de punta permitidos a trasladar a las tarifas, se determinarán utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación en horas de punta para atender a clientes a los cuales la empresa distribuidora le 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 compra de energía en hora de punta asociada de contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas de punta.
- (v) Costos por compra de energía en horas de punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas de punta.
- (vi) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional 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.

- (vii) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (viii) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.
- (ix) La potencia y energía en horas de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de la potencia y energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- (x) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (xi) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (xii) Costos de compra de potencia energizados: porción de costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.
- (xiii) Costos de autoabastecimiento: Costos autorizados por la ASEP relacionados a la energía abastecida por las plantas eléctricas de emergencia en periodos de Alerta por Racionamiento declarados por el CND.

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

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

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

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

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.

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:

$$GPR_{p-4} = \left\{ \begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \times FCP_i \right) \end{aligned} \right\} - \left\{ \begin{aligned} &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + \\ &SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i}^{GC} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P \right) + \\ &SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \times FCP_{p-2,i}^C \right) \end{aligned} \right\}$$

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

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

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

GPR_{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 ponderado monómico de generación en horas de Punta ($Monómico - G_{p-2}^P$) por los kWh reales vendidos en horas de Punta (VR_{p-2}^P), ambos valores para el semestre *p-2*. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en Punta entre la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega en Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$CGPR_{p-2}^C = VR_{p-2}^P \times (Monómico - G_{p-2}^P)$$

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:

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

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

$\%CR_{p-2}^P$: 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.

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

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

$$VRSM_{p-2}^P = VR_{p-2}^P - \sum_{i \forall i = MDHORARIA} (VR_{p-2,i}^P)$$

$$FCVRS_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{\left(\sum_{i \forall i = MDNOHORARIA} (VR_{p-2,i} \times FCP_i) \right)}$$

$$FCP_{p-2,i}^C = FCP_i \times FCVRS_{p-2}^P$$

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

$FCVRS_{p-2}^P$: 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.

a) 1. 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:

$$GPMGC_p^{CR-BASE} = DMAXE_p^{GC} \times (\text{Costo_Promedio_Potencia_}G_p)$$

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

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

$GMP_p^{CR-Correcc}$: 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:

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

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

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.

Adicional a la separación de los costos Generación en Punta y Fuera de Punta requerido en este RDC, las empresas de distribución presentarán en los formularios de actualización tarifaria un formulario que resuma todos los costos de generación (costos de punta agregados a los costos fuera de punta) y la energía total, detallado por contrato y tipo de costo.

(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 total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico_G_p^{FP}$) por los kWh vendidos en horas Fuera de Punta (incluyendo el consumo real de alumbrado público), ambos valores estimados para el semestre p. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos de generación pronosticados para las horas Fuera de Punta entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a la red de la distribuidora en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$GFPM_p^{CR-BASE} = VE_p^{FP} \times (Monómico_G_p^{FP})$$

$VE_{p,i}^{FP}$: Ventas pronosticadas de energía en horas Fuera de Punta para cada categoría tarifaria i, que dispongan de medición con registro de consumo discriminado por bloques horarios durante el semestre p.

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

Para calcular el valor $GFPM_p^{CR-BASE}$ se considerará lo siguiente: En cada semestre los costos de energía en horas Fuera de Punta permitidos a trasladar a las tarifas se calcularán utilizando el precio promedio del costo de generación de energía en horas Fuera de Punta para atender a clientes que no se encuentren abastecidos por otro agente que resulte de:

- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos iniciales: costo por la energía comprada mediante contratos aplicando la fórmula de distribución de energía asociada a cada contrato y el precio de la energía definido en los respectivos contratos en horas Fuera de Punta.
- Costos por compra de energía en horas Fuera de Punta asociada a los contratos celebrados mediante el mecanismo establecido por la ASEP: Costo por la energía comprada al precio de la energía definido en los respectivos contratos para horas Fuera de Punta.
- Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP en horas Fuera de Punta: el costo por la compra de energía en el mercado ocasional se determina aplicando a la energía comprada horariamente en este mercado el costo marginal horario que resulta del despacho económico real. En el caso que la empresa resultara vendiendo en este mercado y obtenga un ingreso por este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- La energía en horas fuera de punta asociada a la generación propia que haya sido comprometida para los clientes regulados de la distribuidora se reconoce al costo promedio de energía para ese periodo que resulte de los contratos que provengan de procesos de concurrencia, en los periodos en que aún lo permita la regulación vigente.
- Costos de compra de potencia energizados: costos correspondientes a potencia firme contratada, que la ASEP haya aprobado energizar.

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

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

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

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

$GFPR_{p-2}$: Monto necesario para cubrir los apartamentos 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.

$GFPR_{p-4}$: 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:

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

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

$CENEGEN_{p-2,i}^{Correc}$ 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 energía por alumbrado público para cada categoría tarifaria i del semestre p-2.

$CGFPR_{p-2}^C$: Costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta calculado en base a los costos reales (facturados a la distribuidora y de generación propia) y a las ventas reales en el semestre p-2. El costo permitido Real de generación en horas Fuera de Punta es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de generación en horas Fuera de Punta ($Monómico_G_{p-2}^{FP}$) por los kWh reales vendidos en horas Fuera de Punta, ambos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales de generación en horas Fuera de Punta por la suma de la energía real comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega y la de generación propia ingresada en horas Fuera de Punta en el semestre, ambos consumos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. Resultará de la siguiente expresión:

$$CGFPR_{p-2}^C = (VR_{p-2} - VR_{p-2}^P) \times (Monómico_G_{p-2}^{FP})$$

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

(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:

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

$CENEGEN_{p,i}$: 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.

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

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

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:

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

$CPOTGEN_{p,i}^P$ 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 $CPOTGEN_i^P$ 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 $CPOTGEN_i^P$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i^P$ en cuyo caso ambos se actualizarán con el mismo factor de ajuste. El $CPOTGENGC_i^P$ 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 apartamentos que se produjeron en horas de Punta entre los costos de generación reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2, para cada categoría tarifaria i y referenciados a los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia.

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

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

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

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

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

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

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

El costo de generación 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.

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.

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

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones (Monómico_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.

$$\text{Monómico_GR}_p = \frac{\text{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine}_p + \sum \text{Costos_de_Autoabastecimiento}_p + \text{Sobrecostos_por_Generación_Obligada}_p}{VE_p}$$

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

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

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

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

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

GPR_{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) 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.

$$Mon\acute{o}mico_GR_{p-2} = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_{p-2} + \sum Costos_de_Compra_de_Energ\acute{a}_{p-2} + Costo_del_Mercado_{p-2}}{Energ\acute{a}Comprada_{p-2}}$$

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.

$$CGRR_{p-2}^C = Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

El precio promedio ponderado monómico de generación por restricciones ($Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2}$) 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.

$$Mon\acute{o}mico_GRR_{p-2} = \frac{Costos_de_Compra_de_Potencia_que_ASEP_determine_{p-2} + \sum Costos_de_Autoabastecimiento_{p-2} + Sobre costos_por_Generaci\acute{o}n_Obligada_{p-2}}{VR_{p-2}}$$

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

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

$$VRSM_{p-2}^P = VR_{p-2}^P - SUM_{i \forall i = MDHORARIA} (VR_{p-2,i}^P)$$

$$FCVRSM_{p-2}^P = \frac{VRSM_{p-2}^P}{\left(SUM_{i \forall i = MDNOHORARIA} (VR_{p-2,i} \times FCP_i) \right)}$$

$$FCP_{p-2,i}^C = FCP_i \times FCVRSM_{p-2}^P$$

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:

$$GPR_{p-4} = \left\{ \begin{array}{l} \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENE}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \text{VE}_{p-2,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENGC}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAXE}_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_{iV_i=\text{MDHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \text{VE}_{p-2,i}^P \right) + \\ \text{SUM}_{iV_i=\text{MDNOHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times \text{VE}_{p-2,i} \times \text{FCP}_i \right) \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENE}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \text{VR}_{p-2,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i} \right) + \\ \text{SUM}_i \left(\text{CPOTGENGC}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \sum_{k=1}^6 \text{DMAX}_{p-2,k,i}^{GC} \right) + \\ \text{SUM}_{iV_i=\text{MDHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}} \times \text{VR}_{p-2,i}^P \right) + \\ \text{SUM}_{iV_i=\text{MDNOHORARIA}} \left(\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{\text{Correc}} \times \text{VR}_{p-2,i} \times \text{FCP}_{p-2,i}^C \right) \end{array} \right] \end{array} \right\}$$

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

$\text{CPOTGENGC}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}}$: 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.

$\text{CENEGEN}_{p-2,i}^{P-\text{Correc}}$: 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:

$$\text{CENEGEN}_{p,i}^P = \text{CENEGEN}_{p,i}^{P-\text{BASE}} + \text{CENEGEN}_{p,i}^{P-\text{Correcc}}$$

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

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 ($\% CR_{p-2}^P$).

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

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

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

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

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

$GFPR_{p-2}$: 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:

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

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

- (iii) 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.
- (iv) 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.
- (v) 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.
- (vi) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
- (vii) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
- (viii) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional, asociados a la potencia.
- (ix) 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:

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

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

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

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

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

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

$GPRGC_{p-2}$: 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:

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

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

Donde dice:

Artículo 126 A partir de julio de 2010 hasta junio de 2014, el cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- (i) En julio y agosto 2010 se actualizan los costos de mayo de 2010.
- (ii) En agosto y septiembre 2010 se actualizan los costos de junio de 2010.
- (iii) En septiembre y octubre de 2010 se actualizan los costos de julio de 2010.
- (iv) En octubre y noviembre de 2010 se actualizan los costos de agosto de 2010.
- (v) En noviembre y diciembre de 2010 se actualizan los costos de septiembre de 2010.
- (vi) En diciembre de 2010 se actualizan los costos de octubre de 2010; y así sucesivamente para cada semestre.

Debe decir:

Artículo 126 A partir de julio de 2014, el cargo por Variación por Combustible se actualizará mensualmente conforme al siguiente calendario:

- (i) En julio y agosto se actualizan los costos de mayo.
- (ii) En agosto y septiembre se actualizan los costos de junio.
- (iii) En septiembre y octubre se actualizan los costos de julio.
- (iv) En octubre y noviembre se actualizan los costos de agosto.
- (v) En noviembre y diciembre se actualizan los costos de septiembre.
- (vi) En diciembre se actualizan los costos de octubre; y así sucesivamente para cada semestre.

Donde dice:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

- a) La Tarifa original actualizada para los semestres de julio a diciembre de 2010, enero a junio 2011, julio a diciembre 2011, enero a junio 2012, julio a diciembre 2012, enero a junio 2013, julio a diciembre 2013, enero a junio 2014, se mantiene.
- b) La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Debe decir:

Artículo 128 La actualización parcial mensual seguirá los siguientes principios:

- c) La Tarifa original actualizada para los semestres de julio a diciembre y enero a junio de cada año, se mantiene.
- d) La ASEP podrá disponer mediante Resolución una redistribución distinta de los meses a recuperar el cargo variable por combustible (CVC) cuando por situaciones de incrementos o decrementos de costos significativos así lo amerite.

Donde dice:

Artículo 130 Para establecer el cargo por efecto de variación del precio del combustible, denominado “Variación por Combustible” se determina el monto requerido adicional por efecto de las variaciones de costos entre la tarifa vigente y la que resultaría con los ajustes respectivos, como sigue:

$IT_{i,m-1}^{“p-restante”}$: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria i para el periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$IT_{i,m}^{“p-restante”}$: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa para cada categoría tarifaria i con los cargos actualizados para el mes “m” con la metodología establecida en el artículo 138 para el periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

Valor que se recuperará en el mes m será: $(IT_{i,m}^{“p-restante”} - IT_{i,m-1}^{“p-restante”})$

Se calcula el cargo promedio para cada categoría tarifaria i , expresado en B/. por kWh, así:

Cargo por Variación por Combustible: $(IT_{i,m}^{“p-restante”} - IT_{i,m-1}^{“p-restante”}) / Venta_i (kWh)$
“p- restante”

Donde la $Venta_i$ (kWh) “p-restante” corresponde a la proyección presentada cuando se estimó el periodo p para cubrir el periodo “p-restante”.

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan a partir del 1° de julio de 2010 hasta el 30 de junio de 2014 y se aplicará a la venta de energía facturada en kWh al cliente.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.

Debe decir:

Artículo 130 Para establecer el cargo por efecto de variación del precio del combustible, denominado “Variación por Combustible” se determina el monto requerido adicional por efecto de las variaciones de costos entre la tarifa vigente y la que resultaría con los ajustes respectivos, como sigue:

$IT_{i,m-1}$ “p-restante”: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa vigente para cada categoría tarifaria i para el periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

$IT_{i,m}$ “p-restante”: Se calcula el Ingreso Total que produce la tarifa para cada categoría tarifaria i con los cargos actualizados para el mes “m” con la metodología establecida en el artículo 138 para el periodo “p-restante”. En la última actualización mensual de cada semestre, el “p-restante” corresponderá solamente ese mes.

Valor que se recuperará en el mes m será: $(IT_{i,m}$ “p-restante” – $IT_{i,m-1}$ “p-restante”)

Se calcula el cargo promedio para cada categoría tarifaria i, expresado en B/. por kWh, así:

Cargo por Variación por Combustible: $(IT_{i,m}$ “p-restante” – $IT_{i,m-1}$ “p-restante”) / $Venta_i$ (kWh) “p-restante”

Donde la $Venta_i$ (kWh) “p-restante” corresponde a la proyección presentada cuando se estimó el periodo p para cubrir el periodo “p-restante”.

Este cargo se incluirá en el detalle de las facturas que se emitan a partir del 1° de julio de 2014 y se aplicará a la venta de energía facturada en kWh al cliente.

El cargo en la factura será el acumulado, es decir que reflejará la suma de los cargos por Variación por Combustible (el calculado el mes anterior y el del mes) cuando corresponda. Por ejemplo: en el mes de julio la factura al cliente reflejará solamente el cargo del mes de

julio, al igual que en el mes de enero. En el mes de agosto la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para julio y el calculado para agosto, en el mes de septiembre la factura al cliente reflejará la acumulación del cargo calculado para agosto y el calculado para septiembre.