



ANEXO B

MODIFICACIÓN AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

RESOLUCIÓN AN No. 11612–Elec. de 6 de septiembre del 2017

“Por la cual se aprueba la modificación de los Títulos II, IV y V del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobados mediante las Resoluciones AN No.1231-Elec de 25 de octubre de 2007, modificada por la Resolución AN No. 6221-Elec de 19 de junio de 2013, Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones y Resolución AN No.411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones.”

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

Artículo 57 “Determinación del componente de costo de generación:

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

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

En el caso de los Grandes Clientes, se aplicará el Cargo Máximo de Potencia de Largo Plazo establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos. Los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo pagarán este cargo por la demanda medida en el periodo de horas de punta y el cargo será cero por la demanda en periodo fuera de horas de punta.

- 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.
 - (i.8) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, aprobado mediante la Resolución 5399-Elec de 27 de junio de 2012.
- (ii) El componente de costo por energía en horas de punta (CEGP) resulta de la suma de estos costos multiplicada por el porcentaje de energía comprada por la distribuidora en horas de punta respecto al total de la energía comprada ($\%CR_p^P$).

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

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

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

- (iv) Los costos extraordinarios o por restricciones (GEGRT) deben reflejar los costos que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.
- (iv.1) Los costos a considerar son los siguientes:
- (iv.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (i.1.1) Costos de autoabastecimiento.
 - (i.1.2) Sobrecostos por generación obligada que el CND haya asignado en concepto de generación obligada específicamente relacionada con la mitigación del riesgo de racionamiento.

- (i.1.3) Porción del Mercado Ocasional ocasionada por la compra de energía de los contratos cancelados o suspendidos cuya terminación o suspensión haya sido autorizada por la ASEP.
- (i.1.4) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.
- (iv.2) El componente de costo extraordinario por energía resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público.

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

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

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

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

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

Artículo 105 “Cargos tarifarios de transmisión:

a) Cargo fijo de transmisión

El cargo tarifario de transmisión CPT_i para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados anteriormente. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de transmisión 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 de transmisión a aplicar durante el semestre p se calculará como:

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

$CPT_{p,i}$: Cargo tarifario de transmisión para el semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p , para cada categoría tarifaria i .

$CPT_{p,i}^{Correcc}$ ó $CPTE_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión 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 referenciados al semestre $p-2$.

Nota: Los cargos CPT_i ó $CPTE_i$ serán aplicados respectivamente en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria y su actualización se efectuará con el mismo factor de ajuste.

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

$$CPT_{p,i}^{BASE} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-BASE}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

$CPT_{p-1,i}^{BASE}$ ó $CPTE_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre $p-1$ para cada categoría tarifaria i .

$TM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes para cubrir los costos del sistema de transmisión pronosticados para el semestre p . Esto corresponde al valor permitido a traspasar a la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes, incluyendo a los Grandes Clientes, para cubrir los costos puros de transmisión en el semestre p .

Los costos de transmisión totales permitidos a pasar a tarifas son el producto de multiplicar el costo monómico de transmisión ($Monómico_T_p$), que resulta de dividir el costo de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (en contrato más mercado ocasional) más la energía asignada por el CND a los Grandes Clientes en el semestre p, por los kWh vendidos más el consumo de alumbrado público (VE_p) y el consumo de los Grandes Clientes, así:

$$TM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (Monómico_T_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, todos los costos asociados a la transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados. Los costos de transmisión se refieren a los siguientes costos:

- (i) Costos de conexión.
- (ii) Costos por el uso de la red de transporte.
- (iii) Costos por el servicio de Operación Integrada del mercado mayorista.
- (iv) Costos por uso de redes pagado a la Autoridad del Canal de Panamá, siempre y cuando estos cargos no superen el equivalente de aplicar la tarifa de uso de redes de distribución para las tensiones equivalentes y hayan sido aprobados por la Autoridad.
- (v) Uso de redes de distribución de otros distribuidores, cuando corresponda.
- (vi) Costo por uso de redes, otros costos de transporte y Tasa de Regulación del Mercado Regional.
- (vii) Menos ingresos por cargos por uso o conexión de otros agentes.

$T_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de transmisión aplicados a las ventas a los clientes conectados a la empresa distribuidora, en el semestre p. Estos corresponden a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por transmisión para cada clase de cliente i, que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de potencia y energía de clientes por categoría tarifaria del semestre p, incluyendo a los Grandes Clientes. 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 siguiente expresión:

$$T_{p-1}^{CR-BASE} = \left[SUM_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) + SUM_i \left(CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p,k,i} \right) \right]$$

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) para el semestre p.

$DMAX_{p,k,i}$: Potencia máxima de demanda pronosticada para cada categoría tarifaria i (clase de clientes) y para cada mes k del semestre p.

El segundo de los términos denominado *Correcc* resultará de la siguiente expresión:

$$CPT_{p,i}^{Correcc} = CPT_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{TM_p^{CR-Correcc}}{T_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$TR_{p-2} = CTR_{p-2} - \left[SUM_i (CPT_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{BASE} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) \right] + TR_{p-4}$$

TR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de transmisión reales y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales), ambos referenciados al 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 para cada categoría tarifaria i.

r : es el valor en centésimos que corresponda al promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año.

$CPT_{p-2,i}^{BASE}$ ó $CPT_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p-2.

$DMAX_{p-2,k,i}$: Demanda máxima facturada correspondiente al mes “k” dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

CTR_{p-2} : Costo permitido real de transmisión calculado en base a los costos reales de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de transmisión es el resultado de multiplicar el costo total ponderado monómico de transmisión ($Monómico_T_{p-2}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, más el consumo de los Grandes Clientes, estos valores para el semestre p-2. El costo ponderado monómico resulta de la división de los costos reales totales de transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la

distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional), más el consumo de los Grandes Clientes en el semestre p-2. El cálculo de este costo resulta de:

$$CTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (Monómico_T_{p-2})$$

VR_{p-2} : Venta real de energía durante el semestre p-2. Es la suma de las ventas de energía durante el semestre p-2 a todos los clientes, incluido el consumo de los Grandes Clientes y el consumo real de Alumbrado Público.

TR_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron 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 para cada categoría tarifaria i. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$TR_{p-4} = \left[\frac{SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p-2,k,i} \right)}{SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i} \right) + SUM_i \left(CPT_{p-2,i}^{Correc} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right)} \right] -$$

$DMAXE_{p-2,k,i}$: Demanda máxima estimada correspondiente al mes “k” dentro del semestre p-2 y categoría tarifaria i.

$CPT_{p-2,i}^{Correc}$ ó $CPT_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

b) Cargo por pérdidas de transmisión

El cargo tarifario por pérdidas en transmisión $CPET_i$ para cada categoría i se ajustará teniendo en cuenta los dos conceptos mencionados en el cálculo anterior. El primero de ellos, con una denominación BASE, siempre corresponde con los costos de las pérdidas de energía en transmisión 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 de pérdidas en transmisión a aplicar durante el semestre p, para cada categoría tarifaria i, teniendo en cuenta tanto la variación de costos respecto de los ingresos previstos, así como también la compensación de desviaciones que pudieran haberse producido en el semestre p-2, se calculará como:

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

$CPET_{p,i}$: Cargo tarifario por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i para el semestre p. Este cargo está asociado a la recuperación de los costos de pérdidas de energía en Transmisión.

$CPET_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i calculado para el semestre p.

$CPET_{p,i}^{Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de pérdidas de transmisión 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 referenciados al semestre p-2, para cada categoría tarifaria i.

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

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

$CPET_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i en el semestre p-1.

$PTM_p^{CR-BASE}$: Valor que la distribuidora recupera de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente para cubrir pérdidas en transmisión en el semestre p. Esto corresponde al valor permitido en la tarifa que la empresa aplicaría a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, para cubrir los costos puros por pérdidas de energía en transmisión en el semestre p.

Los costos de pérdidas de transmisión permitidos son el resultado de multiplicar el costo promedio de pérdidas en transmisión ($promedio_PT_{p-2}$) por la venta de energía estimada (kWh) (VE_p), incluido el consumo de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p. El costo promedio resulta de la división de los costos totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional) en el semestre p referenciada a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente. El cálculo de este costo resulta de:

$$PTM_p^{CR-BASE} = VE_p \times (promedio_PT_p)$$

Dado que el semestre p es futuro, los costos asociados a las pérdidas de transmisión son valores pronosticados puros (BASE), sin corrección alguna por diferencia de semestres pasados.

$PT_{p-1}^{CR-BASE}$: Valor que recuperaría la empresa con el cargo BASE de p-1 para cubrir los costos de pérdidas de energía en transmisión, aplicado a las ventas a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente en el semestre p. Esto corresponde a los ingresos estimados que resultan de aplicar los cargos Base por pérdidas de transmisión para cada categoría tarifaria i que contienen las tarifas del semestre p-1 a la proyección de ventas de los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente, por categoría tarifaria, del semestre p. Esta proyección debe reflejar la estructura de mercado por categoría tarifaria que en promedio se haya dado durante los últimos doce (12) meses. En el evento que la distribuidora proyecte algún cambio importante en dicha estructura de mercado deberá presentar la debida sustentación. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PT_{p-1}^{CR-BASE} = \left[\sum_i \left(CPET_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i} \right) \right]$$

Al igual que en el apartado anterior, al realizar los cálculos para el semestre p, se determinará adicionalmente un término de corrección que resultará de la siguiente expresión:

$$CPET_{p,i}^{Correcc} = CPET_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{PTM_p^{CR-Correcc}}{PT_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

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

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

$$PTR_{p-2} = CPTR_{p-2} - \left[\sum_i \left(CPET_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i} \right) \right] + PTR_{p-4}$$

PTR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron en el semestre p-2 entre los costos de pérdidas de transmisión 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) en el semestre p-2, ambos referenciados a los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

$CPET_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.

$CPTR_{p-2}$: Costo permitido real de pérdidas de transmisión calculado en base a los costos reales de pérdidas de transmisión en el semestre p-2. El costo permitido real de pérdidas de transmisión es el resultado de multiplicar el costo promedio de transmisión ($promedio_PT_{p-2}$) por los (kWh) reales vendidos (VR_{p-2}), incluido el consumo real de Alumbrado Público, ambos valores para el semestre p-2. El costo promedio resulta de la división de los costos reales totales de pérdidas en transmisión entre la suma de la energía comprada (kWh) por la distribuidora

ingresada a su red en los nodos de compra o entrega (contratos más mercado ocasional) en el semestre p-2. El cálculo de este costo resulta de:

$$CPTR_{p-2} = VR_{p-2} \times (\text{promedio_}PT_{p-2})$$

PT_{p-4} : Monto necesario para cubrir los apartamentos que se produjeron en el semestre p-2 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). Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$PTR_{p-4} = [SUM_i (CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VE_{p-2,i})] - [SUM_i (CPET_{p-2,i}^{Correc} \times VR_{p-2,i})]$$

$CPET_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* por pérdidas de transmisión del semestre p-2 para cada categoría tarifaria i.”

Artículo 106 “Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

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

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

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

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

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

Nota. Debe considerarse que el $CPOTGEN_i$ será un cargo aplicado en kW o en kWh dependiendo de la categoría tarifaria. En el caso que sea energizado parcialmente en la categoría con medición binómica se tienen dos cargos por potencia, uno en kW identificado como $CPOTGEN_i$ y otro en kWh identificado como $CPOTGENE_i$. El $CPOTGENGC_i$ correspondiente

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Costos de compra de potencia:

- (1.1) Costos de compra de potencia de Contratos iniciales: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecido en los contratos.
- (1.2) Costo de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP: costos correspondientes a la potencia firme contratada por el precio de la potencia establecida en los contratos. Se incluyen los costos de compra de potencia firme contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico. 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. Se incluyen los costos de compra de energía contratada mediante el mecanismo de concurrencia establecido por la ASEP asociada a Centrales de Generación Eléctrica con capacidad de hasta 5,000 que se instalen por calidad del servicio eléctrico.
- (2.3) Costos o ingresos por compras o ventas de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP: 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.
- (2.6) Créditos que resultan a favor de los clientes producto de la aplicación del Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias aprobado mediante la Resolución AN No.10206-Elec de 11 de julio de 2016. Para la verificación de este punto, la empresa distribuidora deberá presentar el detalle de consumo e inyecciones de los clientes, así como el cálculo de los costos, considerando:
 - (i) La energía inyectada hasta el 25% se reconoce al valor del costo promedio semestral de compra en contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora, en el semestre que se acumulan los excedentes, según lo dispuesto en el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias.
 - (ii) La energía inyectada superior al 25% no se considerará como costo de compra de contratos de energía (kWh) de la empresa distribuidora.

3. Costos del Mercado:

- (3.1) Costos por servicios auxiliares: los costos que tenga que pagar la empresa en concepto de servicios auxiliares, según sea establecido por el CND. En el caso que la empresa resulte recibiendo un ingreso por cualquiera de este concepto deberá restarlo del costo a trasladar a tarifas.
- (3.2) Costos de fianzas pagadas correspondientes a los contratos de energía y potencia.
- (3.3) Costos de Generación relacionados con el Mercado Regional y a los de operación integrada regional.
- (3.4) Sobrecostos por generación obligada: los costos que el CND le haya asignado en concepto de generación obligada.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$CGR_{p-2} = Monómico_GR_{p-2} \times VR_{p-2}$$

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

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

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

$$\text{CGRR}_{p-2} = \text{Monómico_GRR}_{p-2} \times \text{VR}_{p-2}$$

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

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

$\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{\text{BASE}}$: 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 $\text{CPOTGEN}_{p-2,i}^{\text{BASE}}$.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Cargo por Potencia de Generación para Grandes Clientes

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