



ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 12801 -Elec de 8 de octubre de 2018

I. SE MODIFICAN LOS SIGUIENTES ARTÍCULOS DEL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”

Artículo 17 Las *variables de costos y pérdidas* se determinan a partir de *variables explicativas* a través de Ecuaciones de Eficiencia.

Artículo 18 Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de una muestra representativa de empresas comparadoras, mediante funciones de la siguiente forma general para cada área representativa (j):

$$y_i = \alpha + \sum_{p=1}^P \beta_p \times x_p + \varepsilon_t$$

en la que:

- y_i representa la variable dependiente de los modelos siendo $i = AD, AC, ADM, OM, COM$.
- α es la constante del modelo, estimada mediante regresión lineal.
- x_p son p variables explicativas de los modelos (que pueden ser la cantidad de clientes, la energía vendida, la demanda máxima u otras variables relevantes para explicar y_i).
- β_p son p parámetros, estimados mediante regresión lineal o métodos de datos de panel que representa el efecto parcial de las variables explicativas consideradas en el modelo, para las elasticidades de la variable costo que se pretende determinar.
- ε_t es el término de error aleatorio.

Cada variable de costo puede ser explicada por distintas variables explicativas, en función del comportamiento de los datos en la muestra de variables explicativas.

La ecuación anterior deberá ser expresada en logaritmos (log-log), en donde las variables explicativas y las variables a explicar estén expresadas en logaritmo natural.

Las regresiones pueden ser, alternativamente, series de tiempo, datos de corte transversal o datos de panel (series de tiempo + corte transversal), siempre que los estadísticos sean razonables.

Todos los costos deberán ser convenientemente estandarizados a una moneda común, previo a la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Si esta moneda común no es el Balboa, los resultados finales de costos deberán ser convertidos a Balboas utilizando el mismo procedimiento. El procedimiento de estandarización debe, finalmente, adaptar los costos internacionales a la realidad de las empresas de Panamá.

Artículo 24 Ingreso Permitido por los Costos del Sistema de Distribución (IPSD)

IPSD es el valor presente de los ingresos anuales $IPSD_t$ permitidos por los costos del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario ($t = 1, \dots, 4$). El ingreso anual permitido para recuperar los costos del sistema de distribución se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + (BCD_t) * (DEP\%) + (BCDN_t) * (RR), t = 1, \dots, 4$$

Donde:

ADM_t es el valor eficiente de los costos totales de administración para el año t .

OM_t es el valor eficiente de los costos totales de operación y mantenimiento para el año t .

BCD_t es el valor bruto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

$BCND_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Distribución en el año (t).

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes del sistema de distribución, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de ADM_t

- $ADM_t = \sum_j (ADM_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- ADM_{jt} son los costos de administración resultantes para el Área Representativa “ j ” en el año “ t ”, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “ j ”, en el año (t)

En el caso de que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{ADM}_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / \text{ADM}_t(\text{Empresa 1}) + \text{ADM}_t(\text{Empresa 2})$$

b) Cálculo de OMt

- $\text{OM}_t = \text{SUM}_j (\text{OM}_{jt})$, siendo (j) el índice que define las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- OM_{jt} son los costos de Operación y Mantenimiento de distribución, calculados a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).

c) Cálculo de BCDt

$$\text{BCD}_t = \text{BCD}_{t-1} + \text{ID}_t \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCD_{t-1} = Base de Capital de Distribución al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCD_0 representa la Base de Capital de Distribución al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan

sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.

- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.
2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo el punto 1 anterior.

- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

(viii) Que el tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

ID_t: Inversión Eficiente de Distribución en el año (t)

$$ID_t = (AD_t - AD_{t-1}) + ISUBTE_t + INVNOCOMP_t + IRURAL_t \quad \text{con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AD_t = \sum_j (AD_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AD_{jt} es el valor de los Activos de Distribución del Área Representativa “j” durante el año “t”, determinado a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

D_{jt} se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo de D_{jt} las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará

un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.

- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

- $ISUBTE_t$ son las inversiones anuales en instalaciones subterráneas que se requieran para sustituir instalaciones aéreas existentes por razones técnicas y de mejoramiento urbano, cuyo plan de reemplazos sean aprobados por la ASEP en los corregimientos agrupados por área representativa.
- $INOCOMP_t$ son aquellas inversiones que la ASEP determine sean requeridas y no se hayan considerado como parte de las inversiones que resultan de las empresas comparadoras.
- $IRURAL_t$ son las inversiones propuestas por la empresa distribuidora en coordinación con la Oficina de Electrificación Rural (OER) para desarrollar en el año t del periodo tarifario en áreas de Electrificación Rural dentro de la zona de concesión. Estas inversiones deberán ser aprobadas por la ASEP.

Artículo 25 Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD)

IPPD es el valor presente de los ingresos anuales PD_t permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario. El ingreso permitido para cubrir las pérdidas de distribución del sistema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t$$

Donde:

$PD\%$ es un porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año “ t ” a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje sobre el volumen de energía ingresada al sistema de la empresa distribuidora. Resulta de las ecuaciones de eficiencia de las perdidas ya vistas.

$MWhD_t$ es la cantidad total de energía (registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración) proyectada para el año t . Se utilizará el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{t,j}$)

CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y demás costos, sin tomar en cuenta los costos extraordinarios de generación) en el mercado mayorista, proyectada para el año t . Se debe utilizar la información de las proyecciones del CND.

Artículo 26 IPCO es el valor presente de los ingresos anuales $IPCO_t$ permitidos por la actividad de comercialización en cada año tarifario (t) del período tarifario, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR). El ingreso anual permitido para recuperar los costos de la actividad de comercialización se calculará según la siguiente fórmula:

$$IPCO_t = COM_t + (BCC_t) * (DEP\%) + (BCNC_t) * (RR)$$

Donde:

COM_t es el valor eficiente de los costos de comercialización para el año t (incluye costos de medición, facturación, mercadeo, atención al cliente y otros).

BCC_t es el valor bruto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$BCNC_t$ es el valor neto de la Base de Capital de Comercialización en el año (t).

$DEP\%$ es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de comercialización, calculada en base al promedio ponderado de depreciación de los activos a partir de la vida útil de cada uno de los mismos. No se aceptarán valores superiores a la tasa que resulte del último estado financiero auditado. De no disponerse de información se utilizará el 3.3%.

RR es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP, de acuerdo a lo que establece el artículo 103 de la Ley.

a) Cálculo de COM_t

- $COM_t = \text{SUM}_j (COM_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- COM_{jt} es el Costo de Comercialización correspondiente al Área Representativa “j” durante el año “t”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:
 - C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
 - D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

En el caso que dos distribuidoras sean concesionadas al mismo grupo empresario y establezcan arreglos para llevar a cabo actividades inherentes a la operación técnica, comercial o administrativa en forma conjunta, la ASEP podrá determinar factores de economía de escala (< 1) a aplicar a los componentes de gastos respectivos en cada revisión tarifaria. Estos factores quedarán a criterio de la ASEP quien deberá tener en cuenta para determinar su valor el grado de integración de las actividades. Su valor extremo será igual a la relación entre el gasto determinado en forma conjunta y la suma de los gastos determinados en forma individual, utilizando las mismas ecuaciones de eficiencia.

$$\text{Factor} = \text{COM}_t(\text{Empresa 1} + \text{Empresa 2}) / \text{COM}_t(\text{Empresa 1}) + \text{COM}_t(\text{Empresa 2})$$

b) Cálculo de BCC_t

$$\text{BCC}_t = \text{BCC}_{t-1} + \text{IC}_t, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

BCC_{t-1} = Base de Capital de Comercialización al inicio del año tarifario “t”. Para el primer año ($t = 1$), BCC_0 representa la Base de Capital de Comercialización al inicio del período tarifario, de acuerdo a lo estipulado en la ley 6 de 1997 (Art. 103 y Art. 97). Esta base debe reconocer, en consonancia con la Ley, sólo los activos eficientes en operación, no totalmente depreciados, a esa fecha. Para tal fin la ASEP evaluará los activos de la distribuidora bajo las siguientes premisas:

- (i) Que los activos se encuentren en operación al momento de aplicación del presente régimen, estén asentados en los libros de contabilidad del concesionario, de acuerdo con el último estado financiero auditado y no hayan sido totalmente depreciados al inicio del nuevo periodo tarifario.
- (ii) Que se encuentren específicamente asociados a la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica.
- (iii) Que las instalaciones que estén en operación o entren en operación antes del inicio del periodo tarifario, y aún no estén asentadas en libros, se consideren siempre y cuando la terminación de las obras se encuentre debidamente certificada por una firma de auditores externa. Para obras que no estén en proceso de construcción pero que entrarán en operación comercial antes del inicio del periodo tarifario, las empresas distribuidoras presentarán a la ASEP un detalle de dichas obras con la debida sustentación, las cuales serán analizadas y podrán, justificadamente, ser aceptadas o modificadas. La Autoridad se reserva el derecho de verificar posteriormente la entrada efectiva en servicio de las obras.
- (iv) Que los activos asentados en libros debidamente auditados al 31 de Diciembre del último año completo del periodo ($t-2$) (Ej. Para el periodo tarifario 2014-2018 sería al 31 de Diciembre del 2013) considerados eficientes para la determinación de BCD_{t-1} serán los que realmente fueron reconocidos como eficientes en los estudios tarifarios del periodo anterior. Los activos que hayan sido producto de aportes de terceros y donaciones recibidas (incluyendo los activos transferidos por la Autoridad de la Región Interoceánica) hasta la fecha de inicio de la concesión serán considerados como parte de los activos propios de la distribuidora. Los activos en proceso de construcción contratados por el IRHE previo al 31 de octubre de 1998 y que constan en el contrato de concesión de la distribuidora su obligación de construirlos conforme lo contratado, será considerados a su valor en libros.
- (v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación.

A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente:

1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018.
2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.

La empresa debe presentar la información anual de las inversiones del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas. Deberá identificar las obras realizadas que califican bajo punto 1 anterior.

- (vi) Que los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de Octubre de 1998, sean identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de Diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

Los recibidos con posterioridad al 31 de Diciembre de 2005 esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables abonados por la Tabla de Costos por Metro Lineal que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

- (vii) Que su tratamiento contable esté de acuerdo con los lineamientos que la ASEP instruyese en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas.

IC_t: Inversión Eficiente de Comercialización en el año (t)

$$IC_t = AC_t - AC_{t-1}, \text{ con } t = 1, 2, 3, 4$$

- $AC_t = \sum_j (AC_{jt})$, siendo (j) el índice que define a las áreas representativas seleccionadas, y (t) el año tarifario.
- AC_{jt} corresponde a los Activos de Comercialización del Área Representativa “j” en el año “t”. Se calcula a través de la Ecuación de Eficiencia correspondiente, con las variables explicativas:

- C_{jt} : Suma de clientes de los corregimientos agrupados en el Área Representativa (j), en el año (t) y/o
- D_{jt} : Demanda total de los corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t)

D_{jt} se obtendrá a partir de la composición de:

- La participación de las distintas categorías de clientes en el consumo del conjunto de corregimientos agrupados en el Área Representativa “j”, en el año (t).
- Curvas de carga típicas de cada una de esas categorías de clientes, disponibles al momento del cálculo del IMP, y aprobadas por la ASEP.

En caso de no disponerse de curvas de carga típicas para cada categoría de clientes con la aprobación técnica de la ASEP, se deberá tener en cuenta para el cálculo del D_{jt} las condiciones de medición de la clase de clientes de la siguiente forma:

- Para la clase de clientes que dispone de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará a partir del consumo de energía, utilizando el factor de carga que resulte de la base de datos comercial. Se estimará un factor de simultaneidad de las cargas para ajustar la suma lineal de las demandas de potencia a un valor de potencia máxima simultánea.
- Para los clientes que no disponen de registros de demanda de potencia, la demanda máxima de potencia se calculará utilizando un factor de carga representativo del conjunto, igual para todos los corregimientos.

AD_{t-1} y $AD_{j,t-1}$, se calculan a partir de las fórmulas anteriores, con los valores de las variables explicativas $C_{j,t-1}$ y/o $D_{j,t-1}$ previstos para el último año tarifario del período anterior, utilizando la mejor información disponible a la fecha de su estimación.

Artículo 28 Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomará en consideración:

- a) Los activos fijos netos en operación a costo original eficiente al término del año completo anterior al año de la revisión tarifaria;
- b) Los activos resultantes del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el próximo periodo tarifario. Este plan de inversiones será presentado por la distribuidora a la ASEP con la debida justificación, detalle que permita su seguimiento y este último deberá prestar su acuerdo.

c) Los activos que resultan de aportes de terceros y donaciones, hechas con posterioridad al 31 de octubre de 1998, serán identificados a fin de que no se aplique sobre ellos tasa de rentabilidad. Solo para aquellos recibidos en tal carácter hasta el 31 de diciembre de 2005 se permitirá recuperar depreciación, si le corresponde a la empresa distribuidora reemplazar dichos activos por fin de su vida útil u obsolescencia.

d) Los recibidos con posterioridad a esa fecha no integrarán la Base de Capital por ningún concepto, es decir no se aplicará sobre ellos tasa de rentabilidad ni se permitirá recuperar depreciaciones por los mismos. Quedan excluidos los aportes reembolsables y no reembolsables que serán considerados como activos de las empresas distribuidoras.

e) El tratamiento a seguir para los activos existentes que requieran ser reemplazados y salir de servicio y que aún no han alcanzado su vida útil prevista, como consecuencia de decisiones emanadas por Instituciones Gubernamentales, o por razones técnicas y de mejoramiento urbano cuyo Plan de Reemplazos sea aprobado por la ASEP, será el siguiente:

- La empresa distribuidora deberá identificar el activo indicando que es reemplazo anticipado por las razones indicadas.
- La empresa distribuidora deberá indicar la fecha en la que se capitalizó el activo, el monto de la inversión contabilizada, el total de años, el monto depreciado y la vida útil remanente.
- La empresa distribuidora deberá informar en el Sistema Regulatorio de Cuentas el retiro del activo, el monto y fecha de finalización de su vida útil.
- La ASEP no aplicará el retiro de ese activo de la Base de Capital Bruta y Neta, sino que se seguirá depreciando hasta que alcance el final de la vida útil declarada.

Artículo 46 Determinación del componente de costo por uso del sistema de distribución:

Para cada clase de cliente debe determinarse un componente de costo por uso del sistema de distribución en punta (CUSOP (B./kWp – mes o año)) y otro en fuera de punta (CUSOFP (B./kWfp – mes o año)).

Para la determinación de estos componentes de costos, primeramente se requiere calcular el CIPLP por cada nivel de tensión. Para tal fin se requiere a la distribuidora la realización de los siguientes estudios:

- a) Evaluación de la red actual, incluyendo confiabilidad.
- b) Estudio de la demanda por nivel de tensión a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión (115 kV y superiores), incluyendo proyección del balance de potencia.
- c) Requerimientos de inversión física a 10 años para los niveles de baja y media tensión y a 20 años para el nivel de alta tensión, incorporando las soluciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo – beneficio y asegurando una confiabilidad acorde con los requerimientos de calidad estipulados.

d) Estudio de costos unitarios y determinación de los costos de operación y mantenimiento y gestión del sistema de distribución.

e) Estudio de pérdidas de potencia y energía por nivel de tensión, discriminando entre técnicas y no técnicas.

Con los resultados de estos estudios se debe determinar el CIPLP (B./kW – mes o año). El CIPLP para cada nivel de tensión se determina como el valor descontado de la suma de los costos incrementales de inversión y operación dividido por la suma descontada de los incrementos de la demanda en el nivel de tensión en el horizonte de tiempo establecido. Para realizar los descuentos se debe utilizar la tasa de rentabilidad (RR) aprobada por la ASEP para el período tarifario.

Para asignar el CIPLP de cada nivel de tensión a cada clase de cliente se deben considerar los factores de coincidencias internas y externas, y en punta y fuera de punta de la demanda máxima de la clase de clientes con respecto a la agregada al nivel de los distintos niveles de tensión en punta y fuera de punta.

Una vez determinados los componentes por uso de cada clase de clientes, estos deben ser asignados a los cargos tarifarios.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.

En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de demanda máxima, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes al cargo de demanda máxima.

Los componentes de costos por uso en horas de punta y fuera de punta serán asignados a los clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece. La distribuidora deberá estimar la demanda en horas de punta y fuera de punta como promedio por cliente de los valores agregados de una clase. Sólo en este caso los componentes CUSOP y CUSOFP se energizarán completamente.

Artículo 50 Determinación del componente de Costo por Pérdidas en distribución.

Para determinar los componentes de costos la empresa distribuidora debe:

- a) Determinar los coeficientes de pérdidas técnicas de potencia (PPT%) y energía (PET%) a partir de los estudios técnicos realizados para calcular el CIPLP por nivel de tensión como porcentaje sobre ingresos al nivel.
- b) Estimar los componentes de costos por pérdidas CPEP, CPEFP y CPP:

- (i) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas de punta (CPEP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte, sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas de punta.
 - (ii) El componente de costo por pérdidas de energía en cada nivel de tensión en horas fuera de punta (CEFP (B./kWh)) será el coeficiente PET% acumulado al nivel de tensión correspondiente, por el precio de abastecimiento de energía (incluyendo pérdidas del sistema de transporte sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación) en el mercado mayorista en horas fuera de punta.
 - (iii) El componente de costo por pérdidas de potencia (CPP (B./kW)) en cada nivel de tensión en punta será el coeficiente PPT% acumulado al nivel de tensión correspondiente por el precio de abastecimiento de la potencia (incluyendo sistema de transporte y demás costos en el mercado mayorista sin tomar en cuenta el costo extraordinario de generación).
- c) Asignar los componentes de costos por pérdidas a los cargos tarifarios por pérdidas de las distintas categorías.
- (i) Con respecto al CPEP y CEFP, estos componentes se asignarán del siguiente modo:
 - (i.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro del consumo de energía en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (i.2) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita solo el registro de energía sin discriminar bandas horarias, la distribuidora debe diseñar un mecanismo que permita la asignación de ambos componentes a un cargo por energía a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando sobre la curva la participación del consumo en horas de pico y fuera de ellas.
 - (ii) Con respecto al CPP, este componente se asignará del siguiente modo:
 - (ii.1) En el caso de las clases de clientes en las cuales el equipamiento de medición permita el registro de demanda máxima con o sin discriminación en punta y fuera de punta, esta asignación se realiza directamente.
 - (ii.2) En el caso de las clases de clientes que no dispongan de medición de demanda de ningún tipo esta asignación se realizará a partir de la curva promedio de la clase a la que pertenece, observando su coincidencia, simultaneidad y factor de carga. En este caso el componente se energizará completamente.

Artículo 56 La tarifa debe contener, como mínimo, cinco componentes de costos de abastecimiento por clase de cliente, con costos estimados para el primer semestre de entrada en vigencia del presente Régimen. Estos componentes de costos deben reflejar:

- a) Por el segmento de generación: La distribuidora debe discriminar:
 - (iii) Un componente de costo por potencia máxima en punta (B./kW de punta – mes) (CPG)
 - (iv) Un componente de costo por energía en horas de punta (B. /kWh) (CEGP).
 - (v) Un componente de costo por energía en horas fuera de punta (B./kWh) (CEGFP)
- b) Por el segmento de transmisión: La distribuidora debe discriminar:
 - (i) Un componente de costo por demanda en punta (CUCOST (B. /kW - mes)).
 - (ii) Un componente de costo por pérdidas de energía (CPST (B. /kWh)).

Artículo 57 Determinación del componente de costo de generación:

- a) El componente de costo por potencia máxima en punta de generación (CPG) refleja el costo por capacidad que la ASEP determine para el periodo tarifario. Se calcula con el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas determinado por ASEP, considerando entre otros: i) el costo de capacidad de una planta de generación que suministre potencia en la hora de máxima demanda o de la unidad de punta del sistema económicamente adaptada, ii) los costos de compra producto de licitaciones de tecnología diferente o similar, iii) la matriz energética presente y futura, iv) cualquier otro elemento que la ASEP considere pertinente. EL CPG se aplica a la demanda contratada total, incluyendo también la asignación del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Con este costo para el primer semestre del nuevo periodo tarifario se hará la asignación de los cargos.
- b) El componente de costos por energía de generación CEG debe reflejar el costo de generación promedio de la distribuidora para clientes que no se encuentran abastecidos por otros agentes, descontando la parte del costo que se asigne al componente por potencia y sin tomar en cuenta los costos de generación extraordinarios.
 - (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1) Costos de compra de potencia firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo, deduciendo del costo total la parte del costo asignada al componente por potencia.
 - (i.2) Costos o ingresos por compensaciones de potencia.
 - (i.3) Costos por servicios auxiliares relacionados a la potencia.
 - (i.4) Costos de fianzas de contratos de potencia y energía producto de procesos de concurrencia y de aquellos provenientes del mercado mayorista de electricidad.
 - (i.5) Costos por compra de energía asociada a contratos.

- (i.6) Sobrecostos por generación obligada.
 - (i.7) Costos por compras de energía en el mercado ocasional que hayan sido autorizadas por la ASEP.
 - (i.8) Costos por servicios auxiliares relacionados con la energía.
 - (i.9) Costos relacionados a las transacciones en el Mercado Regional y al servicio del Ente Operador Regional.
 - (i.10) 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.
 - (i.11) Los costos extraordinarios que correspondan, se descuentan del total de costos.
- (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 ($\%CR_p^P$).

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

- (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 ($1 - \%CR_p^P$).

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

- c) Se agrega un componente de costo de generación adicional para tomar en cuenta los costos extraordinarios. 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, o con sobre contratación y los sobrecostos de los contratos de generación cuyos precios se incrementan como resultado de arbitrajes.

- (i) Los costos a considerar son los siguientes:
 - (i.1.1) Costos de compra de potencia que ASEP determine que están específicamente relacionados con la mitigación del riesgo de racionamiento.
 - (i.1.2) Costos de autoabastecimiento.
 - (i.1.3) Sobrecostos ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

- (i.1.4) Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

El componente de costo extraordinario resulta del cociente de estos costos y la energía total vendida por la distribuidora sin incluir Alumbrado Público, y es igual para todas las clases de clientes.

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 las clases de clientes que tengan cargos por demanda, el componente de costos por potencia máxima de generación CPG sólo podrá ser energizado o incorporado parcialmente al cargo por energía por instrucciones de la ASEP. Para estas clases de clientes, el componente de costo por demanda en punta de transmisión CUCOST sólo podrá ser energizado por instrucciones de la ASEP.

En el caso de los Grandes Clientes el componente de costos por potencia máxima de generación CPG será el costo unitario por capacidad a asignar en tarifas establecido por la ASEP vigente a la fecha de aprobación de los cargos.

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 66 Como mínimo, se deben discriminar los siguientes cargos tarifarios:

DEFINICIÓN	IDENTIFICACION (i= Categoría Tarifaria y j=Bloque Tarifario (sólo aplica en las categorías con medición binómica horaria))	COMPONENTES DE COSTOS A ASIGNAR	UNIDAD DE APLICACION		
			MEDICIÓN MONÓMICA	MEDICIÓN BINÓMICA SIMPLE	MEDICIÓN BINÓMICA HORARIA
Cargo de Distribución	CD_{ij}	CUSOP CUSOFP	kWh	kW max	kWp y kWfp
Cargo por Conexión	CX_i	CXC	Por Conexión		
Cargo por Reconexión	CRX_i	CXRC	Por Reconexión		
Cargo por Pérdidas de Energía en Distribución	$CPERDE_{ij}$	CPEP CPEFP	kWh	kWh	kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Potencia en Distribución	$CPERDP_{ij}$	CPP	kWh	kW max	kWp
Cargo de Comercialización Fijo	$CCOMF_i$	CCOF	Por Cliente		
Cargo de Comercialización Variable	$CCOMV_i$	CCOV	kWh		
Cargo por el Servicio de Alumbrado Público	$CSERAP_i$	CSAP	kWh		
Cargo por el Consumo de Alumbrado Público	$CCONAP_i$	CCAP	kWh		
Cargo por Potencia en Generación (*)	$CPOTGEN_{ij}$ $CPOTGENE_{ij}$ $CPOTGENGC_{i,j}$	CPG	kWh	kWh y/o kW max (*)	kWh y/o kWp(*)
Cargo por Energía en Generación	$CENEGEN_{ij}$ $CENEGENEX_i$	CEGP CEGFP CEGRT	kWh	kWh	KWhp, kWhfp y KWh
Cargo por Potencia en Transmisión	CPT_{ij}	CUCOST	kWh	kWh y/o kW max	kWp y/o kWhp y kWhfp
Cargo por Pérdidas de Energía en Transmisión	$CPET_i$	CPST	kWh		

(*) El Cargo por Potencia en Generación se identificará como $CPOTGEN_{ij}$. En caso que se energice parcialmente el cargo, este último se identificará como $CPOTGENE_{ij}$. El Cargo por Potencia en Generación para Grandes Clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia se identificará como $CPOTGENGC_{i,j}$.

Artículo 70 Los clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora, o clasifiquen como otros distribuidores haciendo uso del sistema de distribución, no pagarán los siguientes componentes de costos en su tarifa:

- Grandes clientes sin medición Sistema de Medición Comercial (SMEC): No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan el resto de los componentes de costos.

- b) Grandes clientes con medición SMEC: No pagan los componentes de costos de Generación, salvo aquellos a los que la empresa distribuidora le compra su potencia, los cuales deben pagar el cargo por potencia de generación. Pagan la mitad del componente de costo denominado costo de comercialización fijo CCOF y el resto de los componentes de costos.
- c) Distribuidores: No pagan los componentes de costo de Abastecimiento, los de Alumbrado Público, ni los costos de comercialización variable CCOV. Pagan la mitad del componente de costo denominado CCOF y el resto de los componentes de costos. Cuando el uso de la red sea con carácter de reserva (confiabilidad), el cliente deberá definir un valor de potencia, el cual estará vigente por periodos anuales. En tal caso, en la facturación mensual se tendrá en cuenta la potencia realmente leída, si está entre el cincuenta por ciento (50%) y el ciento veinte por ciento (120%) de la definida. En caso de que la potencia leída sea inferior al cincuenta por ciento (50%) de la potencia definida se facturará el 50% de dicha potencia definida, y en caso que sea superior al ciento veinte por ciento (120%) de la potencia definida, se facturará el excedente con un recargo del cincuenta por ciento (50%).

Artículo 82 Facturación de Energía:

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario. Estos cargos se aplicarán de acuerdo a lo establecido y aprobado en los pliegos tarifarios.
- b) A los Grandes Clientes que se encuentren abastecidos por un agente diferente de la empresa distribuidora y que hagan uso de la red de la distribuidora: los cargos por energía de su tarifa se aplicarán multiplicando el consumo medido en el punto de entrega del cliente en kilovatios – hora (kWh) por su precio unitario.

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. En estos casos, el tratamiento de la factura estimada se seguirá el procedimiento establecido en el Título V del RDC, denominado Régimen de Suministro.

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

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

- a) A los clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente: los cargos por potencia de su tarifa se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.
- b) A los Grandes Clientes habilitados en el Mercado Mayorista de Electricidad:
 - i. Para el cargo por potencia de generación la demanda a facturar será la demanda máxima leída mensual más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión, calculada utilizando los porcentajes vigentes para cada elemento que haya establecido el Centro Nacional de Despacho (CND) y aprobado por la ASEP. Esta demanda en kilovatios (kW) se multiplicará por su precio unitario.

A los Grandes Clientes con tarifas horarias sólo se les facturará el cargo por potencia de generación en el periodo de horas de punta y el cargo será cero en el periodo fuera de horas de punta. La demanda máxima a facturar será la leída más la porción que le corresponda por reserva de confiabilidad y por las pérdidas de potencia de transmisión.
 - ii. El resto de los cargos por potencia se aplicarán multiplicando la demanda máxima leída mensual en kilovatios (kW) por su precio unitario. En el caso de clientes con tarifas binómicas horarias, los cargos por demanda en horas punta se aplicarán a la demanda máxima leída mensual en horas de punta; y los cargos por demanda en horas fuera de punta, a la demanda máxima leída mensual en horas fuera de punta.

Artículo 106 Cargos tarifarios de generación:

a) Cargo por Potencia de Generación

El cargo tarifario por potencia de generación será el que establezca la ASEP para el periodo tarifario. Solo se revisará en cada nuevo periodo tarifario de acuerdo a lo que establezca la ASEP. Esto es tanto el cargo por potencia de los Grandes Clientes que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad, como el cargo por potencia que se defina para el resto de los clientes.

$CPOTGEN_{p,i}$ o $CPOTGENGC_{p,i}$ o $CPOTGENE_{p,i}$: Cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria i del semestre p . Este cargo corresponde al aprobado en la estructura tarifaria para el periodo tarifario correspondiente.

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 $CPOTGENE_i$. En el caso de las tarifas monómicas simples el cargo energizado en kWh será identificado también como $CPOTGENE_i$.

b) Cargo por Energía de Generación

Para calcular la actualización de los cargos por energía de generación se tendrán en cuenta los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, corresponde a 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 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 (asignados a la energía) 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:

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

$GM_p^{CR-BASE}$: Porción de los costos de generación permitidos a trasladar a los cargos por energía de las tarifas. Para determinar este valor cada semestre al costo de generación permitido ($CG_p^{CR-BASE}$) se descuentan los ingresos (IPG_p) que producen los cargos por potencia de generación y las ventas estimadas del semestre correspondiente. En este elemento de costos no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios.

$$GM_p^{CR-BASE} = CG_p^{CR-BASE} - IPG_p$$

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 firme y servicio auxiliar de reserva de largo plazo. Para determinar este costo se considera lo siguiente: Los 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 kW que se instalen por calidad del servicio eléctrico. Los costos por reserva de largo plazo corresponden a la potencia firme contratada como reserva de largo plazo por el precio de la potencia establecida por la ASEP
 - (1.2) 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.
 - (1.3) 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 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

- (2.2) 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.
 - (2.3) 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.
 - (2.4) 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 ($CG_p^{CR-BASE}$) se calcula utilizando el precio promedio ponderado monómico del costo de generación para atender a clientes que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

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.

$$Monómico_GP_p = \frac{\begin{aligned} &Costos\ de\ Compra\ de\ Potencia_p + \\ &\sum Costos\ de\ Compra\ de\ Energía_p + \\ &Costo\ del\ Mercado_p \end{aligned}}{Energía\ Comprada_p}$$

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.

IPG_p : Valor resultante de estimar los ingresos que obtendría la distribuidora de los clientes a los cuales la empresa distribuidora le compra su potencia aplicando el cargo tarifario por potencia de generación para cada categoría tarifaria, calculado a partir de las estimaciones de ventas 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 expresión siguiente:

$$IPG_p = \left[\begin{array}{c} SUM_i \left(CPOTGEN_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i} \right) + \\ SUM_i \left(CPOTGENGC_{p,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAXE_{p,k,i}^{GC} \right) + \\ SUM_i (CPOTGENE_{p,i} \times VE_{p,i}) \end{array} \right]$$

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

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

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

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p.

$G_{p-1}^{CR-BASE}$: 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 (asignados a energía) 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:

$$G_{p-1}^{CR-BASE} = \left[SUM_{i \in VMDHORARIA} (CENEGEN_{p-1}^{P-BASE} \times VE_{p,i}^P + CENEGEN_{p-1}^{FP-BASE} \times VE_{p,i}^{FP}) \right. \\ \left. + SUM_{i \in VMDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right. \\ \left. + SUM_i (+CCONAP_{p-1}^{BASE} \times VE_{p,i}) \right]$$

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

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p. La venta pronosticada a utilizar para aplicar al cargo por consumo de alumbrado público incluye la energía de los Grandes Clientes.

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

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

$GM_p^{CR-Correc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Para el cálculo de este elemento no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios. Este valor resultará de la siguiente expresión:

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

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

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.

$$GR_{p-2} = CGR_{p-2}^C - \left[\frac{SUM_{i \forall i=MDHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{P-BASE} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-BASE} \times VR_{p-2,i}^{FP}) + SUM_{i \forall i=MDNOHORARIA} (CENEGEN_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i}) + SUM_i (CCONAP_{p-2}^{BASE} \times VR_{p-2,i})}{SUM_i (Var \times Comb_i \times VR_{p-2,i})} \right] + GPR_{p-4}$$

GR_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos

de generación reales (asignados a la energía) 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 que no se encuentran abastecidos por otro agente.

CGR_{p-2}^C : Los costos de generación permitidos reales a trasladar a las tarifas se determinarán cada semestre descontando del costo de generación permitido real (CGR_{p-2}) los ingresos (IPG_{p-2}) que producen los cargos por potencia y las ventas estimadas del semestre correspondiente. En este elemento de costos no se toman en cuenta los costos de generación extraordinarios.

$$CGR_{p-2}^C = CGR_{p-2} - IPG_{p-2}$$

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 que no se encuentran abastecidos por otro agente.

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

El precio promedio ponderado monómico de generación real ($Monómico_GR_{p-2}$) resulta de la división de los costos de generación reales (asignados a energía) 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.

$$Monómico_GR_{p-2} = \frac{Costos\ de\ Compra\ de\ Potencia_{p-2} + \sum Costos\ de\ Compra\ de\ Energía_{p-2} + Costo\ del\ Mercado_{p-2}}{Energía\ Comprada_{p-2}}$$

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

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

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

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

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

$VR_{p-2,i}$: Ventas Reales de energía para cada categoría tarifaria i que “no” dispongan de medición horaria durante el semestre p-2. Las ventas reales a utilizar para aplicar al cargo por consumo de alumbrado público incluyen la energía de los Grandes Clientes.

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 que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$GPR_{p-4} = \left[\sum_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VE_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VE_{p-2,i}^{FP} \right) + \sum_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VE_{p-2,i} \right) \right] - \left[\sum_{i \forall i = MDHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{P-Correcc} \times VR_{p-2,i}^P + CENEGEN_{p-2,i}^{FP-Correcc} \times VR_{p-2,i}^{FP} \right) + \sum_{i \forall i = MDNOHORARIA} \left(CENEGEN_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) + \sum_i \left(CCONAP_{p-2,i}^{Correcc} \times VR_{p-2,i} \right) \right]$$

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

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

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

IPG_{p-2} : Ingresos reales producidos por los cargos tarifarios por potencia de generación para cada categoría tarifaria, calculado a partir de las ventas reales del semestre $p-2$. Este valor se calculará a partir de la expresión siguiente:

$$IPG_{p-2} = \left[\frac{SUM_i \left(CPOTGEN_{p-2,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i} \right) + SUM_i \left(CPOTGENGC_{p-2,i} \times \sum_{k=1}^6 DMAX_{p-2,k,i}^{GC} \right) + SUM_i (CPOTGENE_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})}{SUM_i (CPOTGENE_{p-2,i} \times VR_{p-2,i})} \right]$$

(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:

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

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

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

(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:

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

$CENEGEN_{p,i}$: 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.

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

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

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

c) Cargo de Generación Extraordinario

Para calcular la actualización de los cargos de generación extraordinarios se tendrán en cuenta los dos conceptos mencionados en apartados anteriores. El primero de ellos, con una denominación BASE, corresponde a los costos 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. 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.

El cargo tarifario de generación extraordinario, para cada categoría tarifaria i, se calculará como:

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

$CENEGENEX_{p,i}$: Cargo tarifario de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p.

$CENEGENEX_{p,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p.

$CENEGENEX_{p,i}^{Correc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación extraordinarios 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 para cada categoría tarifaria i.

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

$$CENEGENEX_{p,i}^{BASE} = CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE} \times \left(\frac{CGE_{p,i}^{CR-BASE}}{GE_{p-1}^{CR-BASE}} \right)$$

El costo de generación extraordinario ($CGE_p^{CR-BASE}$) 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 ocasionados por incrementos en los precios de contratos de generación que son resultado de arbitrajes.

4. Sobrecostos ocasionados por sobre contratación de potencia y energía, que ASEP determine en función de la información que presente la empresa distribuidora.

$GE_{p-1,i}^{CR-BASE}$: 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 extraordinarios en el semestre p, calculado a partir de las estimaciones de ventas del semestre p y los cargos BASE del semestre p-1.

$$GE_{p-1,i}^{CR-BASE} = SUM_i(CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE} \times VE_{p,i})$$

$CENEGENEX_{p-1,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-1.

$VE_{p,i}$: Ventas pronosticadas de energía para cada categoría tarifaria i durante el semestre p.

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

$$CENEGENEX_{p,i}^{Correc} = CENEGENEX_{p-1,i}^{Base} \times \left(\frac{CGE_{p,i}^{CR-Correc}}{GE_{p-1,i}^{CR-BASE}} \right)$$

$CGE_{p,i}^{CR-Correc}$: Valor de los apartamientos actualizado con la tasa de descuento “r”. Este valor resultará de la siguiente expresión:

$$CGE_p^{CR-Correc} = (CE_{p-2}) \times (1 + r)$$

CE_{p-2} : Monto necesario para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación extraordinarios 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.

$$CE_{p-2} = CE_{p-2}^C - [SUM_i(CENEGENEX_{p-2,i}^{BASE} \times VR_{p-2,i})] + CEP_{p-4}$$

CE_{p-2}^C : Costos de generación extraordinarios reales del semestre p-2, a trasladar a tarifas.

$CENEGENEX_{p-2,i}^{BASE}$: Cargo Base de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2.

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

CEP_{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 que no se encuentran abastecidos por otro agente. Este valor se calculará a partir de la siguiente expresión:

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

$CENEGENEX_{p-2,i}^{Correc}$: Cargo *Correc* de generación extraordinario para cada categoría tarifaria i, calculado para el semestre p-2.

Artículo 107 Costo total del mercado mayorista:

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

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

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

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

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

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

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

$GMTM_p^{CR-Correcc}$: Corrección para cubrir los apartamientos que se produjeron entre los costos de generación (potencia y energía y demás costos del mercado mayorista) y costos del sistema de transporte (incluyendo pérdidas en transmisión), y los ingresos reales (producidos por los cargos Base y las ventas reales) y por las diferencias entre los ingresos permitidos (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas estimadas) y los ingresos reales (producidos por los cargos *Correcc* y las ventas reales), ambos en el semestre p-2 para cada categoría tarifaria. Esta corrección no incluye lo correspondiente a los costos de generación extraordinarios.

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

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

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

II. SE MODIFICA EL SIGUIENTE ARTÍCULO DEL TÍTULO V DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN DE SUMINISTRO”

Artículo 40 Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/demanda –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
 - (i) Para los Grandes Clientes también se debe presentar además del detalle de la demanda leída en su punto de entrega, la reserva de confiabilidad asignada y las pérdidas en potencia asignadas, para su clara identificación.
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados

- l) Saldo adeudado a 30 días
- m) Saldo adeudado a 60 días
- n) Historial de consumo (kWh) y demanda leída (kW) mensual (datos) de los últimos 12 meses.
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía
- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado).