

## **RESOLUCION 119 DE 2007**

(diciembre 21)

Diario Oficial No. 46.881 de 24 de enero de 2008

Comisión de Regulación de Energía y Gas

*Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.*

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

### **CONSIDERANDO:**

Que el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica;

Que la Ley 143 de 1994, en particular el artículo 23, asignó a la Comisión la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados;

Que según lo dispuesto en los artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 del mismo año, el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia;

Que en virtud del principio de eficiencia económica, definido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, el régimen de tarifas procurará que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia;

Que según lo dispone el artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994, podrá incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;

Que el artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio;

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 35 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación podrán exigir, por vía general, que las empresas adquieran el bien o

servicio que distribuyan, a través de licitaciones públicas o cualquier otro procedimiento que estimule la concurrencia de oferentes;

Que el artículo 125 de la Ley 142 de 1994 establece los criterios para la actualización de las tarifas;

Que el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, estableció que vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que según el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 “las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación”;

Que mediante la Resolución CREG-031 de 1997 se aprobaron las fórmulas generales que permitieron a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional;

Que la Resolución CREG-005 de 2000 precisó las fuentes de información para calcular el Costo de Prestación del Servicio (CU) definido en la Resolución CREG-031 de 1997;

Que mediante la Resolución CREG-112 de 2001 se identificaron los Índices de Precios contenidos en las Fórmulas Tarifarias para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, para efectos de lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley 142 de 1994;

Que la Resolución CREG-082 de 2002 aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

Que la Resolución CREG 103 de 2000 estableció la metodología para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN);

Que mediante Resolución CREG-047 de 2002 se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, “las bases sobre las cuales se establecerá la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados en el SIN”;

Que mediante la expedición de la Resolución CREG-019 de 2005, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, sometió a consulta un proyecto de resolución para la adopción de la “fórmula tarifaria general que permita a las empresas comercializadoras de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), calcular los costos de prestación del servicio y determinar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados”;

Que de conformidad con lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, la Comisión realizó audiencias públicas en las ciudades de Bogotá, Cali, Medellín, Bucaramanga, Barranquilla y Cartagena, con el propósito de garantizar la divulgación de la resolución mencionada y la participación en su análisis;

Que en el proceso de análisis de las observaciones, la Comisión publicó en primera instancia el Documento CREG 065 de 2006, el cual contiene los estudios internos realizados en relación con el componente de Generación, formulando un mecanismo para la compra de energía mediante contratos;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que la fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad;

Que mediante el Decreto 387 de 2007, el Gobierno Nacional estableció que la CREG le reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo OR;

Que el Decreto 387 de 2007 establece que “La CREG deberá incorporar las políticas establecidas en este artículo a más tardar el 1° de enero de 2008”;

Que la Comisión adelantó, entre otros, los estudios requeridos para: i) definir el modelo del esquema de comercialización minorista para la prestación del servicio a usuarios regulados del SIN; ii) establecer el traslado al usuario final de costos eficientes de generación; y iii) determinar los costos para los diferentes procesos de la actividad de comercialización minorista;

Que los resultados de los estudios adelantados por la Comisión indican la necesidad de adoptar esquemas de transición para el traslado del componente de generación, así como para el traslado al usuario final de las nuevas disposiciones sobre pérdidas de energía y la estructura de costos de la actividad de comercialización;

Que con base en las observaciones recibidas, en análisis internos de la CREG, en los estudios realizados y en las nuevas disposiciones normativas, la Comisión consideró necesario efectuar modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-019 de 2005;

Que la CREG sometió a consideración de los agentes y terceros interesados las Resoluciones CREG 056 y 099 de 2007;

Que con base en las observaciones recibidas como parte del proceso de consulta en las Resoluciones CREG 056 y 099 de 2007, en los análisis internos de la CREG y en los estudios realizados, la Comisión consideró necesario efectuar modificaciones a la propuesta contenida en la Resolución CREG-099 de 2007;

Que mediante Documento CREG 102 de 2007 se analizaron y respondieron las observaciones planteadas por los agentes;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 356 del 21 de diciembre de 2007, aprobó publicar la resolución que contiene la Fórmula Tarifaria General que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional,

#### RESUELVE:

Artículo 1°. *Objeto.* La presente resolución tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los Costos Máximos de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

Artículo 2°. *Régimen de libertad regulada.* Las empresas Comercializadoras Minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados quedan sometidas al régimen de libertad regulada previsto en los artículos 14.10 y 88.1 de la Ley 142 de 1994.

Toda empresa que realice la actividad de Comercialización Minorista determinará con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en esta resolución, las tarifas que aplicará a los usuarios finales regulados.

## CAPITULO I

### Definiciones

Artículo 3°. *Definiciones.* Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, otras leyes aplicables, decretos reglamentarios y resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

**Actividad de Comercialización Minorista:** Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

**Comercializador Minorista:** Generador-Comercializador, Distribuidor-Comercializador Minorista o Comercializador Minorista que desarrolla la Actividad de Comercialización Minorista.

**Costo Base de Comercialización:** Componente de la Fórmula Tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización.

**Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica:** Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

**Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización:** Corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados que son atendidos por un Comercializador Minorista afectado con las pérdidas técnicas reconocidas para el respectivo OR donde se encuentren conectadas sus fronteras comerciales, las pérdidas no técnicas asignadas a cada Comercializador Minorista conforme lo establezca la Comisión en resolución independiente y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

**Demanda Comercial del Mercado Regulado:** Corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista afectada con las pérdidas técnicas reconocidas para el respectivo OR donde se encuentren conectadas sus fronteras comerciales, las pérdidas no técnicas asignadas a cada Comercializador Minorista conforme lo establezca la Comisión en resolución independiente y las pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

**Índice de Precios:** Es el índice que permite medir las variaciones en los precios de los componentes de las fórmulas tarifarias.

**Margen de Comercialización:** Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

**Mercado de Comercialización:** Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

**Mercado Organizado Regular, MOR:** Conjunto de transacciones de energía eléctrica que se efectúan para suplir la demanda de los usuarios finales regulados y que son realizadas de forma centralizada y estandarizada.

**Pérdidas No Técnicas de Energía:** Energía que se pierde en un Mercado de Comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

**Pérdidas Técnicas de Energía:** Energía que se pierde en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local durante el transporte y la transformación de la energía eléctrica y cuya metodología de cálculo definirá la Comisión en resolución aparte.

**Período Tarifario:** Período de vigencia de la Fórmula Tarifaria General conforme a lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

**Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas:** Conjunto de actividades que debe ejecutar un Operador de Red para alcanzar un nivel de pérdidas eficientes en un período determinado y que debe contener como mínimo las etapas de planeación, implementación, seguimiento, control y mantenimiento.

**Senda de Reducción de Pérdidas:** Trayectoria de niveles de pérdidas, que un Operador de Red deberá seguir en un período determinado para lograr el nivel de pérdidas eficientes. Su punto de inicio son las pérdidas actuales en el Mercado de Comercialización. La senda será expresada en índices decrecientes en el tiempo, y será establecida por la Comisión en resolución independiente.

**Tarifa:** Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

## CAPITULO II

### Fórmula tarifaria general

Artículo 4°. *Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.* El Costo Unitario de Prestación del Servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:

Donde:

*n*: Nivel de tensión de conexión del usuario.

*m* : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

*i*: Comercializador Minorista.

*j*: Es el Mercado de Comercialización.

$CU_{vn,m,i,j}$ : Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ .

$G_{m,i,j}$ : Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

$T_m$ : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes  $m$  determinado conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

$D_{n,m}$ : Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ , determinados conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

$C_{vm,i,j}$ : Margen de Comercialización correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$  que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh) y determinado conforme al Capítulo V de la presente resolución.

$R_{m,i}$ : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m$ , conforme al Capítulo VI de la presente resolución.

$PR_{n,m,i,j}$ : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , determinado conforme se establece en el Capítulo VII de la presente resolución.

$CU_{fm,j}$ : Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes  $m$  para el Mercado de Comercialización  $j$ .

$C_{fm,j}$ : Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes  $m$ , para el Mercado de Comercialización  $j$ .

Parágrafo 1°. El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario  $CU_{vn,m,i,j}$ ; y ii) el valor del componente fijo del costo unitario  $CU_{fm,j}$ .

### CAPITULO III

#### **Costos de compra de energía, ( $G_m$ )**

Artículo 5°. *Esquema de transición para el traslado de costos de compra de energía*. El reconocimiento de los costos máximos de compra de energía al usuario final mediante mecanismos de mercado se implementará gradualmente conforme se establece en este Capítulo.

Artículo 6°. *Costo máximo de traslado de compras de energía para la primera fase de la transición, ( $G_{m,i,j}$ )*. Hasta tanto se empiecen a liquidar las transacciones del Mercado Organizado Regulado, el costo máximo de compra a trasladar al usuario final regulado se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

Donde,

Donde:

$m$ : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$i$ : Comercializador Minorista  $i$ .

$j$ : Mercado de Comercialización  $j$ .

$DCR_{i,m-l}$ : Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m-l$ .

$Q_{cm-l,i}$ : Es el menor valor entre  $l$  y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes  $m-l$ .

$C_{cm-l,i}$ : Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista  $i$  con destino al mercado regulado en el mes  $m-l$ .

$P_{cm-l,i}$ : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m-l$ .

$M_{cm-l}$ : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-l$  con destino al mercado regulado.

$\alpha_{i,j}$ : Valor de  $\alpha$  del Comercializador Minorista  $i$  en el Mercado de Comercialización  $j$  para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

$P_{bm-l,i}$ : Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista  $i$ , en el mes  $m-l$ , expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.

Donde,

$P_{h,m-l}$ : Precio de Bolsa en la hora  $h$  (\$/kWh), del mes  $m-l$ .

$D_{i,h,m-l}$ : Compras en Bolsa del Comercializador Minorista  $i$  (kWh) en la hora  $h$ , del mes  $m-l$ .

$n$ : Número de horas del mes  $m-l$ .

$AJ_{m,i}$ : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh, del Comercializador  $i$  para el mes  $m$ , calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. Hasta tanto la Comisión no expida la resolución que establezca las pérdidas no técnicas que se asignarán a cada Comercializador Minorista, la Demanda Comercial Regulada para cada Comercializador Minorista se seguirá estableciendo conforme los procedimientos actuales.

Parágrafo 2°. En el caso que para el mes de cálculo la demanda contratada mediante contratos bilaterales por un Comercializador Minorista para atender al Mercado Regulado sea mayor que la Demanda Comercial Regulada, el valor de  $P_{cm-l,i}$  se determinará como el promedio ponderado del precio de cada uno de los contratos bilaterales por la cantidad contratada, multiplicado por un factor equivalente al cociente entre la Demanda Comercial Regulada y la demanda contratada mediante contratos bilaterales.

Artículo 7°. Costo máximo de traslado de compra de energía para la segunda fase de la transición,  $(G_{m,i,j})$ . A partir del segundo mes de liquidación de la energía transada en el MOR y mientras estén vigentes los contratos bilaterales con destino al Mercado Regulado,

el costo máximo de compra de energía a trasladar al usuario final se determinará de conformidad con la siguiente expresión:

Donde:

Donde:

$m$ : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$i$ : Comercializador Minorista  $i$ .

$j$ : Mercado de Comercialización  $j$ .

$DCR_{m-1,i}$ : Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m-1$ .

$Q_{cm,i}$ : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista  $i$  atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes  $m-1$ .

$C_{cm-1,i}$ : Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista  $i$  con destino al mercado regulado en el mes  $m-1$ .

$CMOR_{m-1,i}$ : Energía comprada en el MOR por el Comercializador Minorista  $i$  con destino al mercado regulado en el mes  $m-1$ .

$P_{cm-1,i}$ : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m-1$ .

$M_{cm-1,i}$ : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado.

$\dot{a}_{i,j}$ : Valor de  $\dot{a}$  del Comercializador Minorista  $i$  del Mercado de Comercialización  $j$  para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

$Q_{bm-1,i}$ : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista  $i$  atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes  $m-1$ , cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

$P_{bm-1,i}$ : Precios promedio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista  $i$ , en el mes  $m-1$ , expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.

Donde,

$Ph_{,m-1}$  : Precio de Bolsa en la hora  $h$  (\$/kWh) del mes  $m-1$

$Di_{,h,m-1}$  : Compras en Bolsa del Comercializador Minorista  $i$  (kWh) en la hora  $h$ , del mes  $m-1$ .

$n$ : Número de horas del mes  $m - l$ .

$QMOR_{m-l,j}$  : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista  $i$  atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes  $m-l$ .

$PMOR_{m-l,i}$  : Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas de MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes  $m-l$ .

Donde,

$PM_{h,m-l}$ : Precio de cierre en el MOR en la subasta  $h$  (\$/kWh)

$D_{h,m-l}$ : Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta  $h$  (kWh), para el mes  $m-l$ .

$K$ : Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes  $m-l$ .

$A_{jm,i}$  : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador  $i$  para el mes  $m$  calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

Artículo 8°. *Costo máximo de traslado de compra de energía con mecanismos de mercado, ( $G_{m,i}$ )*. A partir del momento en el cual el Comercializador Minorista no tenga contratos bilaterales vigentes con destino al mercado regulado, la energía requerida por los usuarios regulados será adquirida en el MOR, donde el costo máximo de compra a trasladar al usuario final será:

$m$ : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$Q_{bm-l,i}$ : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista  $i$ , atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes  $m-l$ , cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR no cubran la totalidad de la demanda regulada.

$P_{bm-l}$ : Precios promedio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista, en el mes  $m-l$ , expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR no cubran la totalidad de la demanda regulada.

Donde,

$Ph_{m-l}$  : Precio de Bolsa en la hora  $h$  (\$/kWh)

$Di_{h,m-l}$  : Compras en Bolsa del Comercializador Minorista  $i$  (kWh) en la hora  $h$ .

$n$  : Número de horas del mes  $m - l$ .

$QMOR_{m-l,i}$  : Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista  $i$  atendida con compras en el MOR, para abastecer el mercado regulado, en el mes  $m-l$ .

$PMOR_{m-l}$  : Precio promedio ponderado resultante de los precios obtenidos en las diferentes subastas del MOR por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), para cubrir su demanda regulada en el mes  $m-l$ .

Donde,

$PM_{h,m-l}$  : Precio de cierre en el MOR en la subasta  $h$  (\$/kWh)

$D_{h,m-1}$  : Cantidad de energía comprada en el MOR por el Agente en la subasta  $h$  (kWh), para el mes  $m-1$ .

$K$ : Número de subastas realizadas en el MOR para el mercado regulado para el mes  $m-1$ .

$AJ_{m,i}$  : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador  $i$  para el mes  $m$  calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

Parágrafo 1°. En el caso que los Comercializadores Minoristas presenten diferencias entre la demanda comercial y la demanda contratada para el mercado regulado, el precio de bolsa  $P_{bm-1,i}$  se determinará según se indica en la fórmula de cálculo establecida en este artículo utilizando en el parámetro  $D_{i,h,m-1}$ , el valor neto de las compras y ventas del agente en Bolsa para el mes  $m-1$ .

## CAPITULO IV

### Costos de transmisión, ( $T_m$ ) y distribución, ( $D_{n,m}$ )

Artículo 9°, *Costos por uso del Sistema de Transmisión Nacional (\$/kWh), ( $T_m$ )*. El costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional será equivalente a los cargos regulados por uso del STN, de acuerdo a la siguiente expresión:

$T_m$ : Cargos por uso del STN expresados en (\$/kWh), publicados por el LAC para el mes  $m$ , de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional.

Artículo 10. *Costos por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh), ( $D_{n,m}$ )*. El costo por uso de los Sistemas de Distribución corresponderá al acumulado de los cargos regulados por uso del STR y/o SDL hasta el nivel de tensión al cual se encuentre conectado el usuario, según la siguiente expresión:

$D_{n,m}$  : Cargo por uso del STR y el SDL, trasladados al Comercializador Minorista correspondiente al mes  $m$ , para el nivel de tensión  $n$ , en que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del área de distribución respectiva, que se encuentren vigentes.

Parágrafo 1°. Mientras se expiden los cargos por área de distribución a que se refiere el Decreto 388 de 2007 y aquellos que lo sustituyan, modifiquen o complementen, el cargo  $D_{n,m}$  corresponderá al cargo trasladado al Comercializador Minorista por el LAC y el Operador de Red del Sistema de Distribución respectivo, correspondiente al mes  $m$ , para el nivel de tensión  $n$ , en que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo con los cargos por uso de STR y SDL del Operador de Red, que se encuentren vigentes.

## CAPITULO V

### Costos de comercialización

Artículo 11. *Costos de Comercialización,  $C_{vm,i,j}$  y  $C_{fm,j}$* . Los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

Donde:

$m$ : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio.

$C_{vm,i,j}$  : Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista  $i$ , del Mercado de Comercialización  $j$ , que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes  $m$ , expresado en (\$/kWh).

$C_{fm,j}$  : Costo Base de Comercialización (\$/factura), para el Mercado de Comercialización  $j$ , correspondiente al mes  $m$ , conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

$C^*_{m,j}$ : Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización  $j$ , en el mes  $m$ , conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

$CER_{m,i}$  : Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista  $i$ , conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

$V_{m-1,i}$  : Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista  $i$ , expresadas en kWh, en el mes  $m-1$ .

$CCD_{m-1,i}$  : Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista  $i$ , correspondientes al mes  $m-1$ , de acuerdo con la regulación vigente.

$CG_{m-1,i}$  : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asignen al Comercializador Minorista  $i$ , correspondientes al mes  $m-1$ , conforme con la regulación vigente.

Parágrafo 1°. La incorporación de estos costos podrá requerir un proceso de transición que la Comisión definirá en resolución independiente.

Artículo 12. *Transición para la aplicación de los costos de comercialización.* Hasta tanto se defina en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo Período Tarifario, los costos variables de comercialización de que trata el presente artículo corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

Donde:

$C^*_{m,t}$  : Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión:

Con:

$Co^*$ : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.

$CFM_{t-1}$  : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año  $t-1$  de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados, sin considerar las debidas a errores de facturación). Las empresas deberán aplicar una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses.

$\ddot{A}IPSE$ : Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asumirá como del 1% anual.

$IPC_{m-1}$ : Índice de Precios al Consumidor del mes  $m-1$ .

$IPC_0$ : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el  $C^*_0$ .

*CGm*: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista, expresados en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente. En la transición dichos costos corresponden a los que se ocasionan como

consecuencia de la Resolución CREG 036 de 2006, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

## CAPITULO VI

### Costo de restricciones ( $R_{m,i}$ )

Artículo 13. *Costos por Restricciones y Servicios Asociados con Generación, ( $R_{m,i}$ )*. Los costos por restricciones y servicios asociados con generación se determinarán según la siguiente expresión:

$R_{m,i}$  : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m$ .

$V_{m-1,i}$  : Corresponde al valor de las ventas del Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $(m-1)$ , expresado en kWh con destino a usuarios regulados y no regulados de los mercados de comercialización que atienda.

$CRSm-1,i$  : Costo total de restricciones expresado en pesos (\$) asignados por el ASIC al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m-1$ , conforme con la regulación vigente, incluyendo:

-- Como menor valor, las restricciones provenientes de la asignación de las rentas de congestión por la aplicación de las TIE, de acuerdo con la Resolución CREG 014 de 2004 y el Decreto 160 de 2004, o aquellas que las modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Como menor valor, el pago recibido por el Comercializador Minorista en caso de desviaciones de los generadores.

-- Como mayor valor, el costo por los servicios asociados con generación que asume el Comercializador Minorista, conforme con la regulación vigente o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Como mayor valor, los costos por concepto de remuneración del proyecto línea de 230 kV a doble circuito, de 13.2 km, entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos-Ancón Sur, asignado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a todos los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, a prorrata de su demanda real, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 147 de 2001, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

-- Todos los valores que aumentan o disminuyan el componente CRS que se traslada al usuario y que se estipulen en resoluciones independientes.

## CAPITULO VII

### Costo de pérdidas, $PR_{m,n,i,j}$

Artículo 14. *Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas, ( $PR_{m,n,i,j}$ )*. Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en \$/kWh, se determinarán de conformidad con la siguiente expresión, que incluye: i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía, y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente.

Donde:

$G_{m,i,j}$  : Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , para el mes  $m$  determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

$IPRSTN_{m-1}$  : Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista  $i$  que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes  $m-1$ , conforme a la metodología vigente.

$IPR_{n,m,j}$  : Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización  $j$ , en el mes  $m$ , acumulados hasta el nivel  $n$  del Sistema de Distribución respectivo.

$T_m$  : Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes  $m$  determinados conforme al artículo 9° de la presente resolución.

$CPROG_{i,j}$  : Costo anual, expresado en pesos, asignado al Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas aprobado por la CREG para un Operador de Red, conforme la regulación vigente.

$V_{m,i,j}$  : Ventas Totales facturadas a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , calculadas en los doce meses anteriores al mes  $m-3$ , expresadas en kWh.

Parágrafo 1°. El Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas y sus costos serán definidos por la Comisión en Regulación Independiente. Hasta tanto estos sean determinados, se aplicarán las siguientes reglas:

i) El término  $CPROG_i$  será igual a cero; y

ii) El factor  $IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m$  corresponderá los niveles de pérdidas vigentes a la aprobación de la presente resolución establecidos en la Resolución CREG-031 de 1997 para cada nivel de tensión.

Parágrafo 2°. Una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, el factor  $IPR_{n,m,j}$  corresponderá al aprobado por la CREG para cada nivel de tensión en desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

## CAPITULO VIII

### Disposiciones finales

Artículo 15. *Incorporación de modificaciones en componentes de la fórmula.* Las variaciones que se produzcan en la forma de cálculo de los valores de las componentes de generación, transmisión, distribución, comercialización, restricciones y pérdidas debido a modificaciones del marco regulatorio de las respectivas actividades, no implican cambios en la fórmula general a que se refiere la presente resolución.

Artículo 16. *Aplicación de las normas sobre subsidios y contribuciones.* Una vez el Comercializador Minorista determine el costo máximo trasladable de prestación del servicio de electricidad con base en la fórmula de costos establecida en la presente resolución, aplicará las disposiciones sobre subsidios y contribuciones para efectos de determinar la tarifa.

Artículo 17. *Actualización de los costos y las tarifas.* Durante el período de vigencia de las fórmulas, los comercializadores podrán actualizar los costos de prestación del servicio, aplicando

las variaciones en los índices de precios del Anexo 2 de la presente resolución con sujeción a las normas sobre subsidios y contribuciones.

**Artículo 18. *Publicación.*** El Comercializador Minorista publicará en un periódico de amplia circulación, en los municipios donde preste el servicio, o en uno de amplia circulación nacional, en forma simple y comprensible las tarifas que aplicará a sus usuarios. Tal deber lo cumplirá antes de aplicar las tarifas o cada vez que reajuste las mismas. Los nuevos valores deberá comunicarlos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Dicha publicación incluirá los valores de cada uno de los componentes de la Fórmula Tarifaria General.

**Parágrafo.** Los Comercializadores Minoristas y el ASIC deberán adecuar sus sistemas comerciales antes del primero (1°) de febrero de 2008 con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente resolución.

**Artículo 19. *Fuentes de información.*** Los comercializadores utilizarán, para efectos de publicación y liquidación de tarifas, el valor que suministren el ASIC y el LAC, así:

**Cálculo del *Gm*.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información del *Mc*, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente a la liquidación de los contratos correspondientes, con la información que tenga disponible. Una vez se empiecen a liquidar las transacciones celebradas en el MOR, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información del precio promedio ponderado por la energía adquirida por el Comercializador Minorista en el Mercado Organizado Regulado (\$/kWh), en la misma fecha establecida en el inciso anterior.

**Cálculo del *CRSm-1,i*.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información para el cálculo de este componente, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente a la liquidación correspondiente, con la información que tenga disponible.

**Cálculo del *CCDm-1,i*.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar la información de los costos por Centro Nacional de Despacho, ASIC y LAC asignados al Comercializador Minorista (CCD), a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente al que corresponden los respectivos costos, con la información que tenga disponible.

**Cálculo del *Tm*.** El Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC) deberá suministrar el valor de los Cargos por Uso del STN aplicables a los Comercializadores, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente al que corresponden los respectivos Cargos, con la información que tenga disponible.

**Cálculo del *IPRSTNm*.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar el valor de las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional, aplicables a los Comercializadores, a más tardar el sexto día calendario del mes siguiente, con la información que tenga disponible.

**Parágrafo.** Las diferencias producidas por las correcciones solicitadas y aceptadas por el ASIC o el LAC y que no entraron en el cálculo de la información publicada por el comercializador, se incluirán como un valor adicional en el cálculo del valor a publicar del mes siguiente.

**Artículo 20. *Vigencia de la fórmula tarifaria.*** La Fórmula Tarifaria General regirá a partir del 1° de febrero de 2008 por un periodo de cinco años. Vencido dicho período, esta fórmula continuará rigiendo mientras la Comisión no fije una nueva.

Artículo 21. *Vigencia de la presente resolución.* La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial**, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 21 de diciembre de 2007.

El Presidente,

*Manuel Manguashca Olano,*

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

*Hernán Molina Valencia.*

## A N E X O NUMERO 1

### CALCULO DEL AJUSTE TARIFARIO POR COMPRAS EN BOLSA

El factor de ajuste al costo máximo de compra de energía  $AJ_m$  que puede originarse por compras en bolsa, se calculará para la etapa definitiva como para cada una de las fases

de la transición de que trata el Capítulo III de la presente resolución, como se muestra en el presente anexo.

Para el Comercializador  $i$  del Mercado de Comercialización  $j$ , la variable de ajuste será la siguiente:

Donde:

$m$ : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$AJ_m$ : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador  $i$  para el mes  $m$ .

$VR_m$ : Ventas de energía al Mercado Regulado para el mes  $m$  del Comercializador  $i$ , expresado en kWh.

$AD_m$ : Saldo acumulado de las diferencias entre el Costo Reconocido  $CR_{m,i}$  y el valor trasladado en la tarifa  $G_{m,i}$  del Comercializador  $i$ , expresado en \$. A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, dicho valor será cero. En el evento en que concluida la vigencia de la Fórmula Tarifaria existan saldos acumulados, estos serán reconocidos hasta que dicho saldo sea igual a cero.

$i$ : Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable  $AD_m$ . Este valor equivaldrá al promedio de la tasa de créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.

$MAX_m$ : Valor Máximo a trasladar, expresado en \$/kWh, en el mes  $m$ , por el Comercializador  $i$ .

*REFm*: Valor de Referencia, expresado en \$/kWh, que aplicará el Comercializador i, en el mes m. En la fórmula definitiva del componente G así como en cada una de las fases de la transición, esta variable tomará los siguientes valores:

**Primera fase de transición:**

**Segunda fase de transición**

**Fórmula definitiva:**

*CRm*: Costo reconocido de compra de energía (\$/kWh) para el mes m del Comercializador i. Dicho valor equivale al valor del componente *Gm* descontado la variable *AJm*. El valor de *CRm* para las fases de transición primera y segunda así como en la definitiva de Costos máximos de compra de energía *Gm* será, conforme al artículo 6°, artículo 7° y artículo 8° de la presente resolución, los siguientes:

**Primera fase de transición:**

**Segunda fase de transición:**

**Definitiva:**

El Presidente,

*Manuel Manguashca Olano,*

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

*Hernán Molina Valencia.*

## A N E X O NUMERO 2

### IDENTIFICACION DE LOS INDICES DE PRECIOS

**Variación Acumulada del Índice de Precios:** Es el cambio porcentual entre dos períodos definidos, resultante de establecer la división entre el número índice del período más reciente sobre el número índice del período desde donde se desea medir la variación.

Por su parte, el Índice de Precios es una medida estadística que hace explícitos los cambios ocurridos en una variable o grupo de variables en el tiempo. Se presenta en forma de porcentaje, resultante de la división entre los valores absolutos de la variable o conjunto de variables y otro valor fijo, que se toma como base de comparación o referencia para determinar con respecto a él, el movimiento porcentual de la variable o grupo de variables.

Para efectos tarifarios el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), definido en la presente resolución se actualizará cada vez que este acumule una variación de por lo menos el tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula, conforme a lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley 142 de 1994.

#### 1. Determinación de Índices de Precios

Con base en la Fórmula Tarifaria General definida en la presente resolución, los índices de precios asociados con ella, para todas las empresas donde las fórmulas tengan aplicación en el período *mensual m*, se determinarán de la siguiente forma:

Donde:

$wmI$ : Es el Índice de Precios definido del componente  $W$ , en el mes  $m$ , que acumula la variación en dicho componente.

$Wm$ : Es el precio (pesos por unidades de consumo o factura) del componente  $W$ , en el mes  $m$ .

$W0$ : Es el precio (pesos por unidades de consumo o factura) del componente  $W$ , en el mes base enero de 2008.

## 2. Variación de los Índices de Precios

De conformidad con las definiciones y prácticas corrientes, la variación entre el período  $m-p$  y el período  $m$  del índice de precios del componente  $W$ , se define como:

Para efectos de determinar la variación del 3%, de que trata el artículo 125 de la Ley 142 de 1994, se definen los subíndices  $m-p$  y  $m$  de la siguiente forma:

$m$ : Es el período para el cual se evalúa la aplicación de la variación del índice en un 3%.

$m-p$ : Es el período en el que se actualizó por última vez la fórmula tarifaria.

Con base en la Fórmula Tarifaria, definida en la presente resolución, a continuación se identifican los índices asociados con cada uno de los componentes que incluye.

### Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica:

Donde:

$I$ : Es el Índice de Precios definido para la Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en el mes  $m$ .

$CUvn,m,i,j$ : Es el componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica expresado en \$/kWh, en el nivel de tensión  $n$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , para el mes  $m$ .

$CUvn,0,i,j$ : Es el componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (\$/kWh), en el nivel de tensión  $n$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , aplicado en el mes base.

### Cargo Fijo

Donde:

$I$ : Es el Índice de Precios definido para la componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio, en el mes  $m$ .

$CUfm,j$ : Es la Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) en el mes  $m$ , para el Mercado de Comercialización  $j$ .

$CUf0,j$ : Es el Cargo Fijo expresado en \$/factura, para el Mercado de Comercialización  $j$ , calculado para el mes base.

### **Costo de Compra de Energía**

Donde:

$I_m^G$ : Es el Índice de Precios definido del componente  $Gm,i,j$ , en el mes  $m$ .

$Gm,i,j$ : Es el costo de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , en el mes  $m$ .

$G0,i,j$ : Es el costo de compra de energía expresado en \$/kWh, del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , trasladado en el  $CUvn,m,i,j$ , calculado para el mes base.

### **Costo de Restricciones**

Donde:

$I_m^R$ : Es el Índice de Precios definido del componente  $Rm,i$ , en el mes  $m$ .

$Rm,i$ : Es el Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m$ .

$R0,i$ : Es Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$ , trasladado en el  $CUvn,m,i,j$ , calculado para el mes base.

### **Costo por Uso del STN**

Donde:

$I_m^T$ : Es el Índice de Precios definido del componente  $Tm$  en el mes  $m$ .

$Tm$ : Es el costo por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes  $m$ .

$T0$ : Es el Costo por uso del STN (\$/kWh), trasladado en el  $CUvn,m,i,j$  calculado para el mes base.

### **Costo por Uso de Sistemas de Distribución**

Donde:

$I_m^D$ : Es el Índice de Precios definido del componente  $Dn,m$ , en el mes  $m$ .

$Dn,m$ : Costo de Distribución del Comercializador Minorista  $i$  expresado en \$/kWh, para el Nivel de Tensión  $n$ , en el mes  $m$ .

$Dn,0$ : Es el costo de distribución en \$/kWh correspondiente al nivel de tensión  $n$ , de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente calculado para el mes base y trasladado en el  $CUvn,m,i,j$ .

### **Costo Variable de Comercialización**

Donde:

: Es el Índice de Precios definido del componente  $Cvm,i,j$  en el mes  $m$ .

$C_{vm,i,j}$ : Es el Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista  $i$ , del Mercado de Comercialización  $j$ , expresado en  $\$/kWh$ , en el mes  $m$ .

$C_{v0,i,j}$ : Es el Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista  $i$ , del Mercado de Comercialización  $j$ , expresado en  $\$/kWh$ , trasladado en el  $CU_{vn,m,i,j}$ , calculado para el mes base.

### **Costo de Compra, Transporte y Reducción de Pérdidas**

Donde:

: Es el Índice de Precios definido del componente  $PR_{n,m,i,j}$  en el mes  $m$ .

$PR_{n,m,i,j}$ : Es el Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía expresado en  $\$/kWh$ , en el mes  $m$ .

$PR_{n,0,i,j}$ : Es el Costo de Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en  $\$/kWh$ , trasladado en el  $CU_{vn,m,i,j}$  calculado para el mes base.

El Presidente,

*Manuel Maiguashca Olano,*

Viceministro de Minas y Energía, delegado del Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

*Hernán Molina Valencia.*