

## **RESOLUCIÓN 137 DE 2013**

(octubre 10)

Diario Oficial No. 48.950 de 21 de octubre de 2013

Comisión de Regulación de Energía y Gas

*Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados.*

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994 y de acuerdo con el Decreto 2253 de 1994, y

### **CONSIDERANDO QUE:**

El artículo 2.4 de la Ley 142 de 1994 establece que el Estado intervendrá en los servicios públicos, para entre otros, el logro de la prestación continua ininterrumpida del servicio, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

Según lo previsto en la Ley 142 de 1994, artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuye 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 gas combustible.

El artículo 74 de la Ley 142 de 1994 dispone que corresponde a la CREG regular el ejercicio de las actividades del sector de gas combustible para asegurar una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abuso de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Así mismo establece que la comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

El artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

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.

Según lo establecido en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta “los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo”.

Según el principio de suficiencia financiera definido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

De conformidad con el artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994 toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras.

De conformidad con lo establecido en 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.

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

De conformidad con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, estas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas.

La Resolución CREG 023 de 2000 define Usuario Regulado como un consumidor de hasta 100.000 pcd o su equivalente en metros cúbicos ( $m_3$ ) a partir de enero 1o del año 2005, de conformidad con lo establecido en el artículo 77 de la Resolución CREG 057 de 1996 y aquellas que la modifiquen o sustituyan y que para todos los efectos un Pequeño Consumidor es un Usuario Regulado.

La Resolución CREG 008 de 1998 establece en su artículo 2o que la empresa que comercialice GNCV podrá negociar de manera libre, con los comercializadores de gas natural, el gas que utilicen para prestar el servicio de GNCV. Así mismo dispone que, en caso de que la empresa emplee el gas para usos distintos al automotor, perderá su calidad de tal, y sus consumos se facturarán como aquel de un usuario regulado o gran consumidor, de acuerdo con su nivel de consumo, y será sujeto de sanción.

Mediante la Resolución CREG 011 de 2003, la CREG estableció los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Con base en la mencionada fórmula tarifaria general, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó el cargo promedio máximo unitario de distribución (Dt) y el margen de comercialización a cada una de las empresas prestadoras del servicio público de gas combustible que presentaron solicitudes tarifarias. Así mismo, estableció en las respectivas resoluciones que la fórmula tarifaria, incluido el cargo promedio de distribución y el cargo máximo base de comercialización que se establecen en dichas resoluciones, regirá a partir de la fecha en que el respectivo acto administrativo quedara en firme y durante el término de vigencia de las fórmulas tarifarias definidas en la Resolución CREG-011 de 2003 y que vencido este período, las fórmulas tarifarias continuarían rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas, tal como está previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

El régimen tarifario definido en las resoluciones antes citadas fue aprobado bajo la modalidad de libertad regulada.

Mediante Resolución CREG 136 de 2008, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió, a consideración de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuaron los estudios para determinar la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes y la fórmula tarifaria, en el siguiente período tarifario.

La CREG recibió comentarios de Gas Natural S. A. E.S.P., y Naturgas mediante comunicaciones con radicados CREG número E-2009-007888 y E-2009-008208, respectivamente.

A través de la Resolución CREG 178 de 2009, la Comisión publicó para comentarios de agentes y terceros interesados una propuesta para establecer las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería.

Frente a esta propuesta se recibieron comentarios de Gas Natural S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2010-003003), EPM (radicado CREG E-2010-002983), Madigas Ingenieros S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2010-003002), TGI S.A. E.S.P. (radicado CREG E-2010-003006), Naturgas (radicado CREG E-2010-003028).

La Comisión analizó los comentarios recibidos y sus respuestas se encuentran contenidas en el Documento CREG 086 de 2012.

Mediante Resolución CREG 103 de 2010, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió, a consideración de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, el proyecto de resolución con el que se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados.

Conforme lo dispone el Decreto 2696 de 2004 se llevaron a cabo audiencias públicas en las ciudades de Bogotá, D. C.; Medellín y Barranquilla los días 22 de noviembre, 1o de diciembre y 3 de diciembre de 2010, respectivamente.

Mediante Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009, el Gobierno Nacional fijó el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

El 15 de junio de 2011 se expidió el Decreto 2100 “por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, el cual establece en su artículo 5o que los agentes que atienden demanda esencial están obligados a contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.

El citado decreto definió respaldo físico como la “(g)arantía de que un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta físicamente con el gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que Garantizan Firmeza desde el momento en que se inicien las entregas hasta el cese de las mismas”.

La Comisión adelantó con la Universidad Tecnológica de Pereira un estudio denominado “Diagnóstico de los Sistemas de Instrumentación y Medición en la Distribución del Gas Natural Domiciliario”, en el cual se revisaron las fórmulas vigentes para determinar el componente de compras de gas natural (Gm) a trasladar al usuario final en la factura mensual y lo referente a las pérdidas reconocidas en las actividades de transporte y distribución.

Mediante la Resolución CREG 054 de 2012 la Comisión ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general “por la cual se establecen los criterios de confiabilidad, se fijan las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural”.

A través de la Resolución CREG 059 de 2012 se modificó el Anexo General de la Resolución CREG 067 de 1995, el párrafo del artículo 108 de la Resolución CREG 057 de 1996 y el artículo 108.2 de la Resolución CREG 057 de 1996 y se establecieron otras disposiciones, determinando un nuevo esquema en relación con la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de los usuarios de gas combustible por redes de tubería.

Mediante la Resolución CREG 090 de 2012 la CREG ordenó publicar un proyecto de resolución por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.

Mediante la Resolución CREG 153 de 2012, se publicó un proyecto de resolución de carácter general “por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería”.

A través de la Resolución CREG 158 de 2012, se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general “por la cual se modifica y complementa el Código de Distribución de gas combustible por redes establecido mediante Resolución CREG 067 de 1995” en temas relacionados con medición y facturación del consumo.

Mediante Resolución CREG 088 de 2013, se liberó el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.

Mediante Resolución CREG 089 de 2013, la Comisión reguló los aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del Reglamento de operación de gas natural.

Por medio de la Resolución CREG 118 de 2013, se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general “por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería”.

Con respecto a los temas consultados en la propuesta de fórmula tarifaria publicada mediante la Resolución CREG 118 de 2013 se recibieron los comentarios de Naturgas (radicado CREG E-2013-003087), Emgesa S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2013-009164), Plexa SAS E.S.P. (radicado CREG E-2013-009166), Gas Natural S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2013-009169), Llanogas S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2013-009170) y Gases de Occidente S. A. E.S.P. junto

con Surtigas S. A. E.S.P, Gases del Caribe S. A. E.S.P., Efigas S. A. E.S.P. y Gases de la Guajira S. A. E.S.P. (radicado CREG E-2013-009172).

Los comentarios recibidos en la CREG fueron analizados y considerados para la expedición de la presente resolución y su respectivo análisis se presenta en el Documento CREG 097 de 2013.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley 1340 de 2009, el artículo 8o del Decreto 2897 de 2010 y la Resolución SIC 44649 de 2010, la CREG procedió a dar respuesta al cuestionario expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio SIC, encontrando que el presente acto no requiere ser remitido a la SIC por no tener incidencia en la libre competencia. El cuestionario se encuentra incluido en el Documento CREG 082 de 2013.

Según lo previsto en el artículo 9o del Decreto 2696 de 2004, concordante con el artículo 8o del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, la regulación que mediante la presente resolución se adopta ha surtido el proceso de publicidad previo correspondiente según las normas vigentes, garantizándose de esta manera la participación de todos los agentes del sector y demás interesados.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 577 del 10 de octubre de 2013, aprobó el presente acto administrativo.

RESUELVE:

Artículo 1o. *Objeto.* La presente resolución tiene por objeto establecer las fórmulas tarifarias generales para determinar el costo de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados en Mercados Relevantes de Comercialización en donde se presta el servicio sin exclusividad.

## CAPÍTULO I

### **Definiciones y aspectos generales**

Artículo 2o. *Definiciones.* Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

**Aire Propanado (AP):** Es una mezcla de GLP con aire que produce un combustible con características de combustión similares a las del gas natural. También es conocido como gas natural sintético. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la resolución que determina la remuneración del producto.

**Costo Unitario de Prestación del Servicio de Gas Combustible por Redes de Tubería:** Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por metro cúbico (\$/m<sup>3</sup>) y en pesos por factura (\$/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 del gas.

**Fórmula Tarifaria Específica:** Conjunto de criterios y de métodos de carácter particular, sujetos a las Fórmulas Tarifarias Generales, resumidos por medio de una fórmula, en virtud de los cuales cada comercializador puede modificar periódicamente las tarifas que cobra a sus usuarios regulados. Cuando se haga referencia a fórmula tarifaria de una empresa debe entenderse la Fórmula Tarifaria Específica.

**Fórmulas Tarifarias Generales:** Conjunto de criterios y de métodos de tipo general en virtud de los cuales se determina a los comercializadores de gas que atienden a usuarios regulados, la tarifa promedio por unidad de Gas Combustible.

**Gas Combustible:** Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527, o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

**Gas Licuado de Petróleo (GLP):** Es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del gas natural o del petróleo, gaseosos en condiciones de presión y temperatura ambiente, que se licuan fácilmente por enfriamiento o compresión. El GLP está constituido principalmente por propano y butano. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la resolución que determina la remuneración del producto.

**Gas Metano en Depósitos de Carbón (GMDC):** Es una mezcla de gases con un alto contenido de metano y trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno que se encuentra absorbido en carbón. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG.

**Gas Natural (GN):** Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las

condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG en la Resolución 071 de 1999 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

**Gas Natural Comprimido (GNC):** Gas Natural cuya presión se aumenta a través de un proceso de compresión y se almacena en recipientes de alta resistencia.

**Ingresos por venta de excedentes:** Son los dineros adicionales que recibe el comercializador por la venta en el mercado secundario de gas o de capacidad de transporte excedentarios y que corresponden a las cantidades contratadas con respaldo físico para la atención de la demanda regulada y que no fueron consumidas por dicha demanda.

**Mercado Relevante de Comercialización:** Conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo Sistema de Distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo.

**Pérdidas de Gas en Distribución:** Es la diferencia entre el gas combustible medido (corregido a condiciones estándar) en puntos de inyección a un sistema de distribución y la sumatoria del gas combustible medido (corregido a condiciones estándar) en las conexiones de los usuarios, se calcula conforme lo establece la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución), o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

**Pérdidas de Gas en el Sistema Nacional de Transporte:** Corresponde a las pérdidas de gas desde los puntos de entrada hasta los puntos de salida del Sistema Nacional de Transporte, calculadas conforme se establece en la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT), o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

**Período Tarifario:** Período por el cual la Fórmula Tarifaria General tiene vigencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

**Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural:** Es el intervalo de las compras de gas natural con respaldo físico que el comercializador ha contratado para atender su demanda regulada en un período determinado. Este intervalo sirve para determinar el costo del gas que se puede trasladar al usuario regulado en la fórmula tarifaria. Este rango aplica para los Mercados Relevantes de Comercialización cuyos consumos mensuales sean mayores o iguales a siete millones de metros cúbicos (= 7.000.000 m<sub>3</sub>).

**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 estratos 3 y 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. De acuerdo con

el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 el valor de los aportes de las entidades públicas a las empresas de servicios públicos domiciliarios no se incluye en el cálculo de las tarifas que se cobran a los usuarios finales.

**Usuario no regulado:** es un consumidor que consume más 100.000 pcd o su equivalente en m<sub>3</sub>, medidos de conformidad con lo establecido en el artículo 77 de la Resolución CREG 057 de 1996 y aquellas que la modifiquen o sustituyan. Para todos los efectos un gran consumidor es un usuario no regulado.

**Usuario regulado:** es un consumidor que consume hasta 100.000 pcd o su equivalente en m<sub>3</sub>, medidos de conformidad con lo establecido en el artículo 77 de la Resolución CREG 057 de 1996 y aquellas que la modifiquen o sustituyan. Para todos los efectos un pequeño consumidor es un usuario regulado.

Artículo 3o. *Ámbito de Aplicación.* Esta resolución se aplica a todos los Comercializadores que, estando organizados en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería a usuarios finales en Mercados Relevantes de Comercialización, con excepción de aquellos donde la prestación del servicio se haga bajo el esquema de áreas de servicio exclusivo.

## CAPÍTULO II

### **Fórmula tarifaria aplicable a los usuarios regulados del servicio público de gas combustible por redes de tubería**

Artículo 4o. *Fórmulas Tarifarias Generales Aplicables a los Usuarios Regulados del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería.* Las Fórmulas Tarifarias Generales aplicables a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería serán las siguientes:

Cargo variable:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Cargo fijo:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$CUv_{m,i,j}$  Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en (\$/m<sup>3</sup>), aplicable en el mes  $m$  a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendidos por el comercializador  $j$ .

$Cuf_{m,i,j}$  Componente fijo del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería expresado en (\$/factura) aplicable en el mes  $m$  a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendidos por el comercializador  $j$ .

$m$  Mes de prestación del servicio.

$i$  Mercado Relevante de Comercialización.

$j$  Comercializador

$G_{m,i,j}$  Costo Promedio Unitario en (\$/m<sup>3</sup>) correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ . Este costo se determina conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

$T_{m,i,j}$  Costo unitario en (\$/m<sup>3</sup>) correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ , calculado conforme se establece en el Capítulo IV de esta resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto ( $T_{m,i,j}$ ), y/o transporte terrestre de gas combustible ( $TV_{m,i,j}$ ) y/o compresión ( $P_{m,i,j}$ ) de Gas Natural Comprimido (GNC).

$D_{m,i,j}$  Costo expresado en (\$/m<sup>3</sup>) por uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ . No incluye la conexión al usuario final.

$fp_{m,i,j}$  Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ . Este se determina como se establece en el parágrafo del artículo 12 de esta resolución.

$C_{v,m,i,j}$  Componente variable del costo de comercialización expresado en ( $\$/m_3$ ) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$C_{c,m,i,j}$  Costo unitario, expresado en ( $\$/m_3$ ), correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible aplicable en el mes  $m$  y de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras este es definido será cero.

$C_{f,m,i,j}$  Componente fijo del costo de comercialización expresado en pesos por factura del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

r Pérdidas reconocidas. Este valor se determinará conforme al proceso establecido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de gas combustible) o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

Parágrafo. El costo de prestación del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en  $m_3$  en dicho período y la componente variable del costo unitario ( $CU_{v,m,i,j}$ ); y ii) el valor del componente fijo del costo unitario ( $CU_{f,m,i,j}$ ).

### CAPÍTULO III

#### **Costos de compras de gas combustible**

Artículo 5o. *Costo de Compras de Gas Combustible ( $G_{m,i,j}$ )*. El costo de compras de gas se calculará con base en el gas combustible suministrado, de acuerdo con lo siguiente:

##### **5.1. Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón**

Para el caso de suministro de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón, para la determinación del costo de gas se aplicará la siguiente expresión:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$G_{m,i,j}$  Costo Promedio Unitario expresado en ( $\$/m_3$ ) correspondiente a las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$CCG_{m-1,i,j,l}$  Costo de las Compras, en dólares de los Estados Unidos de América (USD), de i) Gas Natural con respaldo físico y/o ii) Gas Metano en Depósitos de Carbón con respaldo físico con destino a usuarios regulados, en el mes  $m-1$ , para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el Comercializador  $j$ , inyectado en la estación reguladora de puerta de ciudad y/o en los puntos de inyección al sistema de distribución “ $l$ ”. No incluye pérdidas de gas, costos de transporte, penalizaciones, compensaciones, intereses de mora u otros.

El costo se refiere al valor del gas combustible comprado y facturado por el vendedor, de acuerdo al respectivo contrato. Para el costo de compras de gas natural, se debe tener en cuenta lo establecido en el numeral 5.1.1. de esta resolución.

$V_{m-1,i,j,l}$  Es el volumen de gas combustible medido en el mes  $m-1$  en la estación reguladora de puerta de ciudad y/o puntos de inyección al sistema de distribución “ $l$ ” con destino a usuarios regulados, en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$  expresado en metros cúbicos ( $m_3$ ), y corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el numeral 5.39 de la Resolución CREG 67 de 1995 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

$TRM_{(m-1)}$  Tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes  $m-1$ .

### **5.1.1. Compras de gas natural para la atención de usuarios regulados.**

Las cantidades de gas natural cuyo costo se trasladará a los usuarios regulados conforme a la fórmula tarifaria durante cada año del período tarifario se definirán de acuerdo a este numeral.

#### **A) Declaraciones de compras de gas realizadas mediante mecanismos de comercialización en vigor antes de la entrada de vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013**

Los comercializadores que tengan contratado gas con respaldo físico mediante los mecanismos de comercialización en vigor antes de la entrada de vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013 y su fecha de terminación sea posterior a 1o de enero de 2014, deberán declarar en los primeros (5) días de noviembre de 2013 a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD la siguiente información:

-- Número de contrato

-- Fecha de inicio y terminación del contrato

-- Proveedor

-- Cantidades en MBTUD adquiridas mediante estos contratos con destino a la atención de la demanda regulada y discriminadas por cada uno de los respectivos Mercados Relevantes de comercialización donde presta el servicio.

-- Precio

**B) Declaraciones de compras de gas realizadas mediante los mecanismos de comercialización establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013**

Dentro de los primeros cinco (5) días de diciembre de cada año el Comercializador deberá declarar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, la cantidad de gas natural que compró con respaldo físico para el período diciembre a noviembre del año para el cual efectuó la compra para la atención de la demanda regulada.

-- Número de contrato

-- Fecha de inicio y terminación del contrato

-- Proveedor

-- Cantidades en MBTUD adquiridas mediante estos contratos con destino a la atención de la demanda regulada y discriminadas por cada uno de los respectivos Mercados Relevantes de comercialización donde presta el servicio.

-- Precio

Una vez el Gestor del Mercado inicie la prestación de sus servicios, la Superintendencia podrá consultar esta información a dicho agente.

**C) Definición del Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural para Mercados Relevantes de Comercialización con consumos mensuales mayores o iguales a siete millones de metros cúbicos (= 7.000.000 m<sub>3</sub>)**

Los comercializadores que atiendan Mercados Relevantes de Comercialización cuyo consumo de gas sea mayor o igual a siete millones de metros cúbicos (= 7.000.000 m<sub>3</sub>) deberán definir un rango de cantidades de compras de gas natural, de acuerdo con lo siguiente:

1. Dentro de los primeros (5) días calendario de junio de cada año  $t$ , los comercializadores reportarán a la Comisión la información correspondiente a los datos históricos de consumo diario de los usuarios regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ . En el año 2013 esta información corresponderá a los dos (2) años anteriores y deberá reportarse dentro de los primeros (5) días siguientes a la fecha de publicación de la presente resolución.

La Comisión podrá solicitar certificación de la información correspondiente a estas cantidades a los transportadores y podrá hacer las pruebas o auditorías que considere necesarias para verificar la veracidad de dichas cifras.

Una vez el Gestor del Mercado inicie la prestación de los servicios, él consolidará y reportará esta información.

2. Dentro de los primeros (15) días calendario de junio de cada año  $t$ , la CREG con la información del Sistema Único de Información - SUI, determinará las cantidades de gas natural mensuales demandadas durante los meses de enero a diciembre por los usuarios regulados en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$  correspondiente a los dos (2) años anteriores al año  $t$ .

Con la información anterior y para cada uno de los dos (2) años anteriores al año  $t$ , se establecerá la cantidad máxima mensual histórica de consumo y el consumo mínimo mensual que se presentó en cada uno de esos años, así:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$Q_{maxh_{(t-a),i,j}}$  Cantidad máxima mensual histórica del año  $(t-a)$ : La cantidad máxima histórica de consumo diario de gas natural en metros cúbicos ( $m_3$ ) demandada realmente por los usuarios regulados en un día cualquiera del año  $(t-a)$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ . Este valor se multiplica por 30 y 0.95.

$Q_{minh_{(t-a),i,j}}$  Cantidad mínima histórica de gas natural en metros cúbicos ( $m_3$ ) demandada realmente por los usuarios regulados en un mes cualquiera del año  $(t-a)$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Q_{h\ pico\ diario_{(t-a),i,j}}$  Cantidad de demanda diaria real histórica de gas natural, correspondiente al máximo consumo diario de los usuarios regulados en el año  $(t-a)$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ . Expresada en metros cúbicos.

$enerojiat_{(Qh,)}(?)$  Cantidad de demanda real histórica de gas natural en metros cúbicos ( $m_3$ ) de los usuarios regulados en el mes de enero del año  $(t-a)$  en el mercado de comercialización  $i$  y que es atendida por el comercializador  $j$ . Así para el resto de meses del año. Estos valores se normalizan a meses de 30 días.

$a$  Año histórico de 1 a 2. Este corresponde a cada uno de los cinco años anteriores al año  $t$ .

$t$  Corresponde al año calendario en el que se realizan las compras de gas.

3. Posteriormente, se determinará para cada año de los dos (2) anteriores al año  $t$ , la variable  $d_{(t-a),i,j}$  que corresponde a la diferencia porcentual que hay entre el consumo máximo y mínimo de cada año, así:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$d_{(t-a),i,j}$  Diferencia porcentual entre el consumo histórico máximo y mínimo en cada uno de los años en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

4. Luego se establecerá el valor  $d_{y,i,j}$  que corresponde al mínimo valor de los  $d_{(t-a),i,j}$  que se presentaron durante los dos años . Este valor será el que se utilizará para la definición del rango del año  $y$ .

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

5. La CREG publicará los valores  $d_{y,i,j}$  para cada Mercado Relevante de Comercialización que cumpla con el criterio de consumo definido al inicio de este literal.

6. El comercializador determinará el límite superior del rango de cantidad de compras de gas aplicable en el año  $y$  el cual corresponderá a la sumatoria de las cantidades de gas natural que el comercializador  $j$  compró con respaldo físico para la atención de la demanda del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , así:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

7. El límite inferior del rango de cantidad de compras de gas aplicable en el año  $y$  se fijará como el valor de la sumatoria de las cantidades de gas natural que el comercializador  $j$  compró con respaldo físico para la atención de la demanda del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  por el valor de  $d_{y,i,j}$ .

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$d_{y,i,j}$  Porcentaje que determina cómo trasladar a los usuarios regulados, del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , atendidos por el comercializador  $j$ , las cantidades con sus respectivos costos de los contratos que garantizan firmeza.

$Q_{MaxtrasURm,i,j,y}$  Cantidad máxima mensual de compras de gas en MBTU para la atención de la demanda regulada en el año  $y$  del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , en el mes  $m$  y que es atendida por el comercializador  $j$ .

$Q_{cf,m,i,j,y}$  Cantidad mensual de las compras de gas con respaldo físico, en MBTU, declaradas por el comercializador  $j$  para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  para el año  $y$ .

$Q_{Mínim,i,j,y}$  Cantidad mínima mensual del intervalo de compras de gas en MBTU para la atención de la demanda regulada del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  para el año  $y$ , que es atendida por el comercializador  $j$ .

$Q_{realm,i,j,y}$  Cantidad mensual de gas natural en MBTU realmente demandada por los usuarios regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$ , para el año  $y$ , que es atendida por el comercializador  $j$ .

$y$  Corresponde al año de uso de las compras de gas y para el cual se define el rango. Este año va desde el 1o de diciembre del año  $t$  hasta el 30 de noviembre del año  $(t+1)$ .

#### **D) Cantidades que se pueden trasladar al usuario regulado**

Conforme al Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural establecido en el literal anterior, se podrán trasladar al usuario regulado los costos de las cantidades de gas así:

i) Si  $Q_{realm,i,j,y} > Q_{MaxtrasURm,i,j,y}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario regulado el costo de gas correspondiente a la cantidad de gas comprada con respaldo físico.

ii) Si  $Q_{MaxtrasURm,i,j,y} > Q_{realm,i,j,y} > Q_{Mínim,i,j,y}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario regulado el costo total de la cantidad de gas comprada con respaldo físico por el Comercializador para atender la demanda regulada. A este costo se le restarán los ingresos por venta de excedentes conforme a lo establecido en el literal E de este artículo.

iii) Si  $Q_{realm,i,j,y} < Q_{Mínim,i,j,y}$  Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario regulado solo el costo del gas correspondiente a la cantidad real de gas demandada por los usuarios regulados que son atendidos por el comercializador.

Parágrafo 1o. Los comercializadores que atiendan Mercados Relevantes de Comercialización cuyo consumo de gas mensual sea menor a siete millones de metros cúbicos ( $<7.000.000 \text{ m}_3$ ) podrán trasladar directamente los costos de las cantidades compradas y declaradas según los literales A y B de este artículo sin calcular el rango de consumo que se describe en los literales C y D de este mismo artículo. Así mismo, podrán trasladar las compras de gas con respaldo físico realizadas mediante negociaciones directas en cualquier momento del año y que hayan sido declaradas a la – SSPD.

Parágrafo 2o. La determinación de si un Mercado Relevante de Comercialización tiene un consumo de gas mensual mayor o igual a 7.000.000 m<sub>3</sub> se hará con el resultado de la mediana estadística de los valores de consumos mensuales obtenidos por el comercializador en el Mercado Relevante de Comercialización durante el año anterior a la compra de gas (*t-1*). Esta información corresponderá a la reportada por el comercializador en el Sistema Único de Información – SUI.

Parágrafo 3o. En resolución aparte la CREG podrá establecer incentivos en el margen de comercialización que permitan a los comercializadores obtener mejores precios del gas natural, de tal forma que resulten mejores tarifas para sus usuarios regulados.

Parágrafo 4o. Para Mercados Relevantes de Comercialización nuevos o donde no haya habido prestación del servicio, el comercializador utilizará para la definición del rango de compras de gas natural, su propio criterio pero teniendo como referencia la demanda de cada uno de los primeros cinco años de la proyección de la demanda correspondiente a su solicitud tarifaria.

Parágrafo 5o. Para el caso en que el comercializador compre gas con respaldo físico mediante negociaciones directas en cualquier momento del año, el Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural deberá recalcular la sumatoria del , establecido en el numeral 5, en el mes siguiente que se cambien las cantidades compradas de gas con respaldo físico y se lo declarará a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

Parágrafo 6o. Para las compras de gas que se efectúen conforme a la Resolución CREG 089 de 2013 para atender la demanda regulada desde el 1o de enero del año 2014 hasta el 30 de noviembre del año 2014, la CREG efectuará todo el procedimiento establecido en este artículo, entendiéndose como año *t-1* como el año 2012 y el año *y* el año 2014, así mismo, el comercializador determinará las cantidades conforme a lo establecido en el numeral 1 de este artículo dentro de los cinco (5) primeros días de enero de 2014.

## **E) Ingresos por ventas de excedentes**

Para el Comercializador que define Rango de Cantidades de Compras de Gas Natural y deba aplicar lo establecido en el numeral ii) del literal D) y para el comercializador que no aplique este rango pero reciba ingresos adicionales por la venta de excedentes del gas combustible contratado para el sector regulado, el costo de gas se determinará así:

1. Si el gas excedentario es vendido por el comercializador:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

2. Si el gas excedentario es vendido por el Gestor del Mercado:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$CTCG_{m-1,i,j}$  Costo total de las compras de gas en el mes  $m-1$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y por el comercializador  $j$ .

$IVE_{m-1,i,j}$  Ingresos por venta de excedentes de gas en el mes  $m-1$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y por el comercializador  $j$ .

#### **F) Insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia o racionamiento programado**

Los comercializadores podrán trasladar a sus usuarios el costo del gas adquirido a exportadores solo a precios CODE por las cantidades de gas contratadas en firme que los respectivos vendedores no puedan suministrar por presentarse las situaciones de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o el que lo modifique o sustituya.

#### **G) Aplicación de estas disposiciones**

Lo dispuesto en el numeral 5.1.1 de esta resolución también se aplicará anualmente para las compras de gas que se efectúen conforme a la Resolución CREG 089 de 2013 mediante contratos cuya vigencia sea de cinco años.

### **5.2. Gas Licuado de Petróleo (GLP) y/o Aire Propanado (AP)**

En el caso de suministros de Gas Licuado del Petróleo (GLP) y/o Aire Propanado (AP), se aplicará la siguiente expresión:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$G_{m,j}$  = Costo Promedio Unitario \$/kg correspondiente a las compras de GLP, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes  $m$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$PMS_{(m-1),i,j}$  = Costo total de compras de gas, expresado en pesos en el mes  $m-1$ , con destino a usuarios regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$  y calculado con base en la metodología de costo máximo de traslado de compras de GLP establecida en el artículo 4 de la Resolución CREG 180 de 2009 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan, siendo el destino los tanques de almacenamiento de GLP del distribuidor de gas combustible por redes. El precio del GLP se define de acuerdo con lo establecido en las resoluciones vigentes de la CREG que determinen el precio del producto para las diferentes fuentes u origen del gas.

$C_{glp(m-1),i,j}$  = Cantidad de GLP inyectada a la red de distribución en el mes  $m-1$ , con destino a la atención de usuarios regulados del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ , expresada en kilogramos. Cuando en la red de distribución se inyecte AP, este valor corresponde a la cantidad de GLP inyectada al sistema de distribución a través del sistema de producción del AP.

Parágrafo. El comercializador de gas combustible por redes que utilice GLP deberá acogerse a todas las disposiciones y obligaciones establecidas en el Reglamento de Comercialización Mayorista de Gas Licuado de Petróleo, contenidas en la Resolución CREG 053 de 2011, o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan, con el fin de adquirir el producto para atender a los usuarios de la red de distribución.

Artículo 6o. *Determinación del Costo del Gas cuando la Prestación del servicio se hace con diferentes gases combustibles.* Cuando se suministre Gas Natural (GN) y Aire Propanado (AP) en un mismo Mercado Relevante de Comercialización, el  $G_{m,i,j}$  resultante será un promedio ponderado entre: i) los volúmenes de cada uno de los gases inyectados al sistema de distribución y ii) los costos unitarios de compra ( $G_{m,i,j}$ ) de cada combustible, calculado con la siguiente fórmula:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$G_{m,i,j}$  Costo Promedio Unitario expresado en \$/m<sup>3</sup> para compras de gas para el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$Ge_{m-1,i,j}$  Costo Promedio del gas  $e$ , expresado en  $\$/m_3$ , inyectado al sistema de distribución en el mes  $m-1$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$Ve_{m-1,i,j}$  Volumen del gas  $e$ , expresado en  $m_3$ , inyectado al sistema de distribución en el mes  $m-1$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ . Este volumen será corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el numeral 5.39 de la Resolución CREG 67 de 1995 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

$Vt_{m-1,i,j}$  Volumen total corregido de los  $n$  gases  $Ge$  inyectados al sistema de distribución, expresado en  $m_3$ , en el mes  $m-1$  el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

## CAPÍTULO IV

### Costos de transporte

Artículo 7o. *Costo de Transporte de Gas Combustible ( $T_{m,i,j}$ )*. El costo unitario de transporte se calculará con base en las siguientes expresiones:

#### 7.1. Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón

En el caso de transporte de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón por el Sistema Nacional de Transporte (SNT) y/o Gas Natural Comprimido, se aplicará la siguiente expresión:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$T_{m,i,j}$  Costo Promedio Unitario en  $\$/m_3$  correspondiente al transporte de gas natural, destinado a usuarios regulados aplicable en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$CTT_{m-1,i,j}$  Costo de transporte de gas combustible en el mes  $m-1$ , de i) Capacidad de Transporte Gas Natural adquirida a través de contratos firmes incluyendo los costos por capacidad y los costos por volumen, en dólares de los Estados Unidos de América (USD) y/o ii) transporte de Gas Metano en Depósitos en de Carbón dólares de los Estados Unidos de América (USD), con destino a usuarios regulados en el mes  $m-1$ , para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ . Estos costos sin incluir penalizaciones, compensaciones o intereses de mora. Se deben incluir los pagos por concepto de impuesto de transporte y otras contribuciones relativas al mismo. Para la capacidad de transporte contratada de acuerdo con la Resolución CREG 089 de 2013, el costo máximo de transporte que el comercializador podrá trasladar al usuario regulado deberá corresponder a las cantidades de compras de gas según lo establecido en el numeral 5.1.1 de esta resolución.

$CP_{m-1,i,j}$  Costo total de las pérdidas del sistema de transporte declaradas por el transportador para el mes  $m-1$ . Se deberá facturar el valor calculado y como máximo hasta un 1%. En caso de que el componente de pérdidas supere el 1%, el transportador asumirá el excedente.

$V_{m-1,i,j}$  Volumen de gas combustible, destinado a usuarios regulados, medido en el mes  $m-1$  en las estaciones de puerta de ciudad, según sea el caso ( $m_3$ ). Este volumen será corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el numeral 5.39 de la Resolución CREG 067 de 1995 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

$TRM_{(m-1)}$  Tasa de cambio representativa del mercado en el último día del mes  $m-1$ .

### **7.1.1. Compras de capacidad de transporte de gas natural**

Dentro de los primeros cinco (5) días de diciembre de cada año y cada vez que cambien los contratos, el comercializador deberá declarar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD las compras de capacidad de transporte de gas natural que compró con respaldo físico para el período diciembre a noviembre del año para el cual efectuó la compra de gas para la atención de la demanda regulada.

-- Número de contrato

-- Fecha de inicio y terminación del contrato

-- Transportador

-- Capacidad en Kpcd- año adquiridas mediante contratos con respaldo físico con destino a la atención de la demanda regulada y discriminadas por ruta desde cada punto de iniciación del servicio hasta los respectivos Mercados Relevantes de comercialización donde presta el servicio.

-- Precios

Una vez el Gestor del Mercado inicie la prestación de sus servicios, la Superintendencia podrá consultar esta información a dicho agente.

### **7.1.2. Ingresos por ventas de excedentes**

En el caso de que el comercializador reciba ingresos adicionales por la venta de excedentes de capacidad de transporte de gas natural para el sector regulado en el mes  $m-1$ , el costo de gas se determina así:

1. Si el transporte excedentario es vendido por el comercializador:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

2. Si el transporte excedentario es vendido por el Gestor del Mercado:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$CTTG_{m-1,i,j}$  Costo total de la capacidad de transporte de gas natural contratada en el mes  $m-1$ , para la atención de la demandada regulada en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendida por el comercializador  $j$ .

$IVE_{m-1,i,j}$  Ingresos por venta de capacidad de transporte excedentaria en el mes  $m-1$ , en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y por el comercializador  $j$ .

## **7.2. Gas Licuado del Petróleo (GLP)**

En el caso de transporte de Gas Licuado del Petróleo (GLP), corresponde a la suma de:

i) El costo máximo de traslado de transporte de GLP por ductos establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 180 de 2009 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan, siendo el destino los tanques de almacenamiento del distribuidor de gas combustible por redes. El precio máximo para la actividad de transporte por ductos se define de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 122 de 2008 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

ii) El costo de transporte terrestre definido en el artículo 8 de la presente resolución.

Artículo 8o. *Costo de Transporte Terrestre de Gas Combustible.* El costo unitario de transporte terrestre se calculará con base en lo establecido a continuación:

**8.1. Transporte de Gas Natural Comprimido.** En el caso de transporte terrestre de Gas Natural Comprimido en vehículos de carga, se aplicarán los costos  $TV_m$  y  $P_m$  establecidos en la Resolución CREG 008 de 2005 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. Estos costos deberán incluirse en el  $T_m$  conforme al artículo 4o de la Resolución CREG 008 de 2005 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

**8.2. Transporte de Gas Licuado de Petróleo.** En el caso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) para comercializar GLP o AP por redes de tubería, el costo unitario de transporte terrestre  $TV_m$  corresponde al flete entre los puntos de entrega del producto y el tanque de almacenamiento del mercado de distribución como lo establece la regulación de GLP o aquella que se defina específicamente para el transporte de GLP con destino a la prestación del servicio por redes de tubería. Este costo deberá incluirse en el  $T_m$  definido en la presente resolución.

Parágrafo. El volumen de (GLP) con destino a usuarios regulados, se medirá en los puntos de inyección al sistema de distribución. Este volumen será corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el numeral 5.39 de la Resolución CREG 067 de 1995 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 9o. *Prestación del servicio con diferentes gases combustibles.* Cuando se suministre Gas Natural y/o Gas Natural Comprimido y/o Aire Propanado (AP) en un mismo Mercado Relevante de Comercialización, el  $T_m$  resultante será un ponderado entre los volúmenes de cada uno de los gases inyectados al sistema de distribución y los costos de transporte de cada gas, calculado con la siguiente fórmula:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$T_{m,i,j}$  Costo promedio unitario para transporte de gas en  $\$/m_3$  para el mes  $m$  del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Ti_{m-1,i,j}$  Costo promedio de transporte de gas  $i$  inyectado al sistema de distribución en  $\$/m_3$  en el mes  $m-1$  para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Vi_{m-1,i,j}$  Volumen del gas  $i$  inyectado al sistema de distribución expresado en  $m_3$  en el mes  $m-1$  para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Vt_{m-1,i,j}$  Volumen total de los  $n$  gases inyectados al sistema de distribución  $m_3$  en el mes  $m-1$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

Parágrafo 1o. Bajo ninguna circunstancia el comercializador podrá trasladar a los usuarios costos de transporte de gas superiores a los resultantes de aplicar lo dispuesto por la CREG para el servicio de transporte a usuarios regulados.

Parágrafo 2o. El transportador facturará el valor del servicio de transporte conforme a los contratos y la regulación. No obstante, los contratos firmados durante la vigencia de la Resolución 011 de 2003 mantendrán las disposiciones de tiempo de facturación y plazo de pago de dicha resolución.

Artículo 10. *Costo de Compra y de Transporte de GLP en  $\$/m_3$* . Dado que los costos de compra y transporte de GLP están en  $\$/kg$ , se deben convertir a  $\$/m_3$ . Para la conversión, los componentes  $Gm$ ,  $Tm$ ,  $TVm$  se deben multiplicar por:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

$r_{m,i,j}$  Promedio de las mediciones de densidad en  $kg/galón$  realizadas en el tanque de almacenamiento en el mes  $m$  en el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Fv_{m,i,j}$  Factor de conversión volumétrica que se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$Q_{cm-1,i,j}$  Cantidad de galones de GLP adquirida en el mes  $m-1$  para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$I_{m-1,i,j}$  Inventario final, en galones, en el mes  $m-1$  del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$I_{m-2,i,j}$  Inventario final, en galones, en el mes  $m-2$  del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$Q_{fm-1,i,j}$  Volumen total, en metros cúbicos, medidos a la salida del tanque de almacenamiento, en el mes  $m-1$  del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

Artículo 11. En situaciones de insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias o racionamiento programado de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquel que lo modifique o sustituya, declaradas por el Ministerio de Minas y Energía, se podrán incluir los costos adicionales a los de capacidad y volumen en firme contratados. Costos que los transportadores u otros remitentes facturen a los comercializadores en contraprestación del servicio de transporte del gas desde otro Punto de Iniciación del Servicio, en el Sistema Nacional de Transporte, al pactado por los comercializadores en los contratos de suministro con respaldo físico, a fin de garantizar la prestación del servicio.

## CAPÍTULO IV

### **Costos de distribución**

Artículo 12. *Costo de Distribución de Gas Combustible*. El costo por uso de los Sistemas de Distribución corresponderá al cargo de distribución que ha sido aprobado para el Mercado Relevante de Distribución de acuerdo con el tipo de usuario y a la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. Hasta que entre en vigencia la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución y se aprueben los cargos correspondientes a cada Mercado Relevante de Distribución, el cargo de distribución será afectado por el  $f_{pc}$  que se determina así:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.	1000 Factor multiplicador de poder calorífico.
CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.	1000 Promedio mensual del Poder calorífico ponderado de los diferentes gases que abastecen el Mercado Relevante de Comercialización $i$ y atendido por el comercializador $j$ expresado en BTU/PC.

Una vez expedida la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución y se aprueben los cargos a cada Mercado Relevante de Distribución, el 1000 será igual a uno.

Artículo 13. *Mezclas de gases de diferentes calidades.* En aquellos casos particulares donde en un sistema de distribución con más de un punto de inyección y el gas inyectado en por lo menos dos de estos puntos tengan poderes caloríficos diferentes y esa diferencia sea mayor del 10% el consumo en metros cúbicos ( $m_3$ ) a facturar se determinará aplicando la siguiente expresión:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$V_{usuario,m,i,j}$  Consumo en  $m_3$  corregido en el mes  $m$ , para el usuario del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y atendido por el comercializador  $j$ .

$V_{usuario(P,T,Z)m,i,j}$  Volumen corregido por compresibilidad, presión y temperatura estándar para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  atendido por el comercializador  $j$ .

$PC_{zona,l,n,i,j}$  Poder calorífico medido en la zona “ $l$ ” de la red de distribución donde se presentan “ $n$ ” zonas que distribuyen gas con diferentes poderes caloríficos. Es responsabilidad del distribuidor establecer las “ $n$ ” zonas e implementar en estas la respectiva medición del poder calorífico.

$PC_{pond,n,i,j}$  Poder calorífico ponderado en el mes  $m$  para el Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ . Este se determina con base en la siguiente expresión:

CONSULTAR ECUACIÓN EN EL ORIGINAL IMPRESO O EN FORMATO PDF.

Donde:

$V_{m-l,k}$  Volumen de gas combustible medido en el mes  $m-l$  en la estación de puerta de ciudad y/o puntos de inyección  $l$  al sistema de distribución “ $k$ ” con destino a usuarios regulados, expresado en metros cúbicos ( $m_3$ ), Este volumen será corregido por presión, temperatura y compresibilidad, acorde con lo que se define en el numeral 5.39 de la Resolución CREG 067 de 1995 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Este volumen corresponde al Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

$PC_{k,i,j}$  Poder calorífico medido en la estación de puerta de ciudad y/o puntos de inyección  $l$  al sistema de distribución “ $k$ ” del Mercado Relevante de Comercialización  $i$  y que es atendido por el comercializador  $j$ .

## CAPÍTULO V

### **Costos de Comercialización**

Artículo 14. *Costo de Comercialización de gas combustible.* El costo de comercialización corresponderá a los cargos de comercialización fijo y variable que hayan sido aprobados para el Mercado Relevante de Comercialización de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2003 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan.

## CAPÍTULO VI

### **Costos de Confiabilidad**

Artículo 15. *Costo de Confiabilidad de gas combustible.* La componente de confiabilidad corresponderá al cargo de confiabilidad que sea aprobado de acuerdo con la metodología definida por la CREG en resolución aparte. Hasta que no se defina dicha metodología este cargo será cero.

## CAPÍTULO VII

### **Pérdidas**

Artículo 16. *Costos de pérdidas.* Las pérdidas de Gas Combustible trasladables al usuario final se determinarán de conformidad con el procedimiento definido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de Gas Combustible) a aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. Hasta que la CREG establezca dicho procedimiento, se considerará un valor máximo a trasladar del 3.7% por concepto de pérdidas.

## CAPÍTULO VIII

### Otras Disposiciones

Artículo 17. *Disposiciones para Usuarios No Regulados y Usuarios Regulados.* Ningún usuario podrá decidir acogerse a las condiciones de Usuario No Regulado o de Usuario Regulado. En todo caso solo se considerará que un usuario es Usuario No Regulado cuando se cumpla con las características definidas por la regulación.

En caso de que un Usuario No Regulado disminuya sus consumos y se clasifique como Usuario Regulado, su nueva condición solo será efectiva hasta que el comercializador que atiende demanda regulada en el Mercado Relevante de Comercialización donde el usuario se encuentra, pueda adquirir el gas y la capacidad de transporte requeridos con respaldo físico por este y los respectivos contratos se empiecen a ejecutar.

En caso de que un Usuario Regulado aumente sus consumos y se clasifique como Usuario No Regulado, su nueva condición solo será efectiva hasta el siguiente 1o de diciembre posterior a la

fecha de vencimiento de sus contratos de suministro y de capacidad de transporte con respaldo físico con periodo de un año. En este caso mientras el usuario permanezca como regulado, el comercializador que lo atiende solo tendrá la obligación de suministrarle y transportarle gas con respaldo físico conforme a sus consumos históricos como usuario regulado.

Un usuario regulado solo podrá cambiar de comercializador hasta el siguiente 1o de diciembre posterior a la fecha de vencimiento de sus contratos de suministro y transporte con respaldo físico con periodo de un año.

Artículo 18. *Publicidad.* Mensualmente, el comercializador hará pública en forma simple y comprensible, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio o en uno de circulación nacional, antes de su aplicación, las tarifas que facturará a los usuarios.

Dicha publicación incluirá la canasta de tarifas, los valores del costo de compras de gas combustible ( $G_{m,i,j}$ ), costo de transporte de gas combustible ( $T_{m,i,j}$  y  $Tv_{m,i,j}$ ) y así como los valores calculados para el cargo de distribución ( $D_{m,i,j}$ ), los cargos de comercialización ( $Cv_{m,i,j}$  y  $Cf_{m,i,j}$ ) y el cargo de confiabilidad ( $Cc_{m,i,j}$ ) los cuales serán publicados en moneda nacional.

Los nuevos valores deberán ser reportados por el comercializador al Sistema Único de Información –SUI– administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Parágrafo. El comercializador deberá suministrar en la factura el precio por kilovatio hora equivalente del energético comercializado.

Artículo 19. *Autorización para Fijar Tarifas.* Dentro del régimen de libertad regulada, previsto en la Ley 142 de 1994, las empresas comercializadoras de gas combustible a las que se refiere la presente resolución podrán aplicar las Fórmulas Tarifarias Generales, a partir del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 20. *Vigencia de la Fórmula Tarifaria.* La Fórmula Tarifaria General establecida en esta resolución se aplicará a partir del 1o de enero de 2014 por un período de cinco años. Vencido dicho período, esta fórmula continuará rigiendo mientras la Comisión no fije una nueva.

Artículo 21. *Vigencia y derogatorias.* La presente resolución rige a partir de su fecha de publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, a 10 de octubre de 2013.

El Presidente,

*Orlando Cabrales Segovia,*

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

El Director Ejecutivo,

*Germán Castro Ferreira.*