



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES
APLICABLES AL SERVICIO PÚBLICO DE GAS
COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA
Y
FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES
APLICABLES AL SERVICIO PÚBLICO DE GAS
COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA EN
AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO**

(Resultado proceso de consulta Resoluciones CREG 118 y 119 de 2013)

DOCUMENTO CREG-098
Octubre 10 de 2013

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Tabla de contenido

1.	ANTECEDENTES	68
2.	COMENTARIOS RECIBIDOS A LAS RESOLUCIONES CREG 118 Y 119 DE 2013	68
2.1.	DEFINICIONES	69
2.1.1.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	69
2.2.	INFORMACION DE CANTIDADES DE GAS PARA LA DEFINICIÓN DEL RANGO DE COMPRAS DE GAS	69
2.2.1.	NATURGAS	69
2.2.2.	LLANOGAS S.A. E.S.P.	70
2.2.3.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	70
2.2.4.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	72
2.2.5.	LLANOGAS S.A. E.S.P.	73
2.2.6.	EPM	74
2.3.	MERCADOS RELEVANTES A LOS CUALES SE LES APLICA EL RANGO DE COMPRAS DE GAS	75
2.3.1.	EMGESA.....	75
2.4.	DECLARACIONES	75
2.4.1.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	75
2.4.2.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	76
2.4.3.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	76
2.4.4.	PLEXA SAS E.S.P.	78
2.4.5.	EMGESA.....	78
2.5.	INGRESOS POR VENTA DE EXCEDENTES	79
2.5.1.	EPM	79
2.5.2.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	79
2.6.	DISPOSICIONES PARA USUARIOS REGULADOS Y NO REGULADOS	79
2.6.1.	EPM	79
2.6.2.	PLEXA S.A. E.S.P.	80
2.7.	PODER CALORIFICO	80
2.7.1.	NATURGAS	80

24

2.7.2.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.....	81
2.8.	COMPONENTE DE COMERCIALIZACION	81
2.8.1.	LLANOGAS S.A. E.S.P.....	81
2.9.	PUBLICIDAD	82
2.9.1.	EMGESA.....	82
2.10.	VENCIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	82
2.10.1.	NATURGAS.....	82
2.11.	FACTOR DE CORRECCIÓN DE LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO	84
2.11.1.	NATURGAS	84
2.11.2.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.....	84
2.11.3.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.....	85
2.12.	SUBSIDIOS.....	86
2.12.1.	GAS NATURAL S.A. E.S.P.....	86
2.12.2.	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.....	87
2.13.	COMENTARIOS DE FORMA	87
2.13.1.	LLANOGAS S.A. E.S.P.....	87
2.13.2.	EPM	87
3.	ANÁLISIS Y AJUSTES A LA FÓRMULA TARIFARIA	87
3.1.	DEFINICIÓN DEL RANGO DE CANTIDADES DE COMPRAS DE GAS NATURAL	87
3.2.	INGRESOS POR VENTA DE EXCEDENTES.....	92
3.3.	AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO.....	93
4.	PROPUESTA	93
4.1.	DEFINICIÓN DEL RANGO DE CANTIDADES DE COMPRAS DE GAS NATURAL	93
4.2.	CANTIDADES QUE SE PUEDEN TRASLADAR AL USUARIO REGULADO	96
4.3.	INGRESOS POR VENTAS DE EXCEDENTES	97

FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES APLICABLES AL SERVICIO PÚBLICO DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA

Y

FÓRMULAS TARIFARIAS GENERALES APLICABLES AL SERVICIO PÚBLICO DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES DE TUBERÍA EN AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

(Resultado proceso de consulta Resoluciones CREG 118 y 119 de 2013)

1. ANTECEDENTES

Mediante las Resoluciones CREG 118 y 119 de 2013 se ordenó publicar los proyectos 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" y "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 para Áreas de Servicio Exclusivo", respectivamente

Teniendo en cuenta que se habían recibido comentarios a las propuesta contenidas en las Resoluciones CREG 178 de 2009, 153 de 2012 y 157 de 2012, se estableció que sólo se tendrían en cuenta los comentarios relativos a los artículos 5.1.1. referentes a Costo de Compras de Gas Combustible para Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón, el 7.1 en relación con Costo de Transporte de Gas Combustible de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón, el 17 que trata de Disposiciones para Usuarios No Regulados y Usuarios Regulados y el 20 relacionado con la Vigencia de la Fórmula Tarifaria.

En el presente documento se recopilan y atienden cada uno de los comentarios recibidos a las propuestas consignadas en la Resolución CREG 118 y 119 de 2013 y se presentan los ajustes resultantes del análisis realizado a las observaciones de los agentes.

2. COMENTARIOS RECIBIDOS A LAS RESOLUCIONES CREG 118 Y 119 DE 2013

Sobre los temas de consulta de la fórmula tarifaria presentada mediante la Resolución CREG 118 y 119 de 2013, se recibieron comentarios de agentes cuyos radicados son los siguientes:

	REMITENTE	RADICADO
1	NATURGAS	E-2013-009163
2	EMGESA	E-2013-009164
3	PLEXA S.A. ESP	E-2013-009166
4	GAS NATURAL S.A. E.S.P.	E-2013-009169
5	LLANOGAS S.A. E.S.P	E-2013-009170
6	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	E-2013-009171
7	GASES DE OCCIDENTE S.A.	E-2013-009172

Handwritten signature

E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.		
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--

Los principales comentarios se han agrupado en los temas de i) definiciones, ii) información de cantidades de gas, iii) merados relevantes a los cuales se aplica el rango, iv) declaraciones, v) ingresos por venta de excedentes, vi) disposiciones para usuarios regulados y no regulados, vii) poder calorífico, viii) componente de comercialización, ix) publicidad, x) vencimiento de los contratos de concesión, xi) factor de corrección de las ASE, xii) subsidios, xiii) comentarios de forma. Todos estos se presentan a continuación con la respectiva respuesta.

2.1. DEFINICIONES

2.1.1. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

Solicitamos incluir en las definiciones qué interpreta la CREG como "Mercados Relevantes de Comercialización Nuevos", mencionados en el artículo 5.1.1. literal D, parágrafo 4.

RESPUESTA

La definición de mercados relevantes de comercialización nuevos, estará considerada en la Resolución que remunera la actividad de comercialización.

2.2. INFORMACION DE CANTIDADES DE GAS PARA LA DEFINICIÓN DEL RANGO DE COMPRAS DE GAS

2.2.1. NATURGAS.

Entendemos que el planteamiento del artículo 5, literal D tiene como propósito armonizar el hecho de que un distribuidor debe enmarcar sus compras en periodos anuales (Resolución CREG 089 de 2013) y la posibilidad de que las demandas reales que el distribuidor atiende pueden no corresponder con las cantidades proyectadas que contraten en firme. En este sentido se establece en la propuesta que las cantidades y costo del gas que se podría trasladar al usuario en forma mensual prevé tres escenarios:

- i) *Cuando la cantidad real demandada es mayor a la cantidad máxima asociada al límite superior de compras.*

$$Q_{real} > Q_{Max\ trasUR}$$

- ii) *Cuando la cantidad real demandada se encuentra por debajo de la cantidad máxima asociada al límite superior de compras y por encima de la cantidad mensual mínima histórica.*

$$Q_{MastrasUR} > Q_{real} > Q_{Min}$$

- iii) Cuando la cantidad real demandada es inferior a la cantidad mensual mínima histórica.

$$Q_{real} < Q_{Min}$$

En relación con la propuesta de la CREG solicitamos que esta sea ajustada para mitigar el riesgo que enfrenta el Distribuidor. Riesgo que, por un lado, se refleja en posibles cambios de la demanda regulada a través de los diferentes meses del año, la cual se encuentra por fuera del manejo y previsión de las distribuidoras y, por otro lado, el hecho de que las cantidades para atender su mercado regulado se deben respaldar físicamente en el mercado primario. Por lo anterior presentamos las siguientes dos (2) sugerencias:

- Que para el cálculo de Q_{Min} establecido en el literal C del artículo 5 se tome como referencia información diaria de demandas y no mensual. Esta información puede ser suministrada por el Gestor del Mercado o por los distribuidores, dependiendo del momento en que entre en operación el Gestor.
- En la aplicación del escenario iii), si la cantidad real demandada es inferior a la cantidad mensual mínima histórica, se permita que el costo a trasladar al usuario regulado sea el correspondiente a la cantidad mínima y no a la real demandada.

2.2.2. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Artículo 5.1.1. literal C

$Q_{minh}(t-a)$. 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 .

Comentario:

Se propone considerar para este cálculo la cantidad mínima histórica de gas natural en metros cúbicos en un día, dado que al hacer uso del tiempo mes, no estaría incorporando las variaciones que pueden verse en el comportamiento de la demanda a nivel diario. Si bien es cierto que no se cuenta con la información diaria disponible en el SUI, la Comisión podría a través de un reporte en la periodicidad que lo determine contar con la información proveniente de los mercados de comercialización.

2.2.3. GAS NATURAL S.A. E.S.P.

- Sobre los criterios definidos por la Comisión para determinar el rango de consumo del año "y".

Para asegurar el mandato legal de continuidad en la prestación del servicio establecido en el artículo 136 de la Ley de Servicios Públicos¹, así como de los criterios de contratación establecidos en los Decretos reglamentarios tales como el Decreto 2100 de 2011 para la Demanda Esencial, las empresas comercializadoras de gas natural que

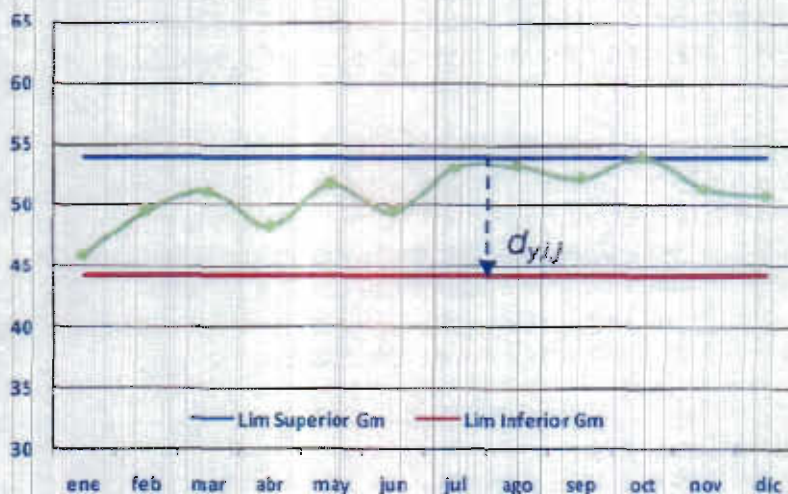
¹ Ley 142 de 1994, artículo 136. CONCEPTO DE FALLA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO. La prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.

atienden usuarios regulados están en la obligación de contratar el suministro de gas natural en firme hasta la cantidad que permita atender su pico de consumo, el cual se reflejará durante cierto día del año.

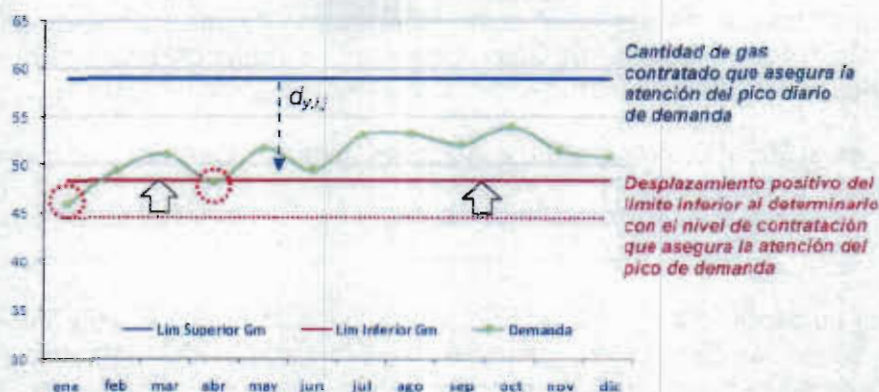
En los términos del numeral 5, literal C del artículo 5.1.1 de las Resoluciones en consulta, la contratación de suministro de gas que asegura la atención de la demanda pico diaria del mercado regulado se convierte automáticamente en el límite superior del rango de cantidad de compra de gas para el año "y".

Por otro lado, el criterio definido por la Comisión para la determinación del factor dy_{ij} , con el cual se determina el límite inferior del rango de cantidad de compra de gas, considera la máxima variación de los consumos mensuales de cada uno de los últimos cinco años. Al ser determinado a partir de la información agregada mensual, dicho factor determina el rango de variación entre los meses de mayor y menor consumo en un determinado año, pero de ninguna manera refleja la variación entre el nivel de contratación de suministro que el Comercializador debe asegurar para la atención del pico de su demanda regulada respecto del periodo de mínimo consumo en el que se presenta una capacidad excedentaria, pero que mal podría denominarse como ineficiente ya que obedece a factores exógenos del mercado de gas, por ejemplo el consumo del mes de enero de cada año.

De esta manera, el rango de consumo definido por la Comisión puede ser suficiente para asegurar que la cantidad de gas mensual realmente demandada quede dentro de él, siempre que el límite máximo corresponda con el máximo consumo presentado en un determinado mes:



Sin embargo, al aplicar el factor $dy_{i,j}$ sobre el nivel de contratación que debe asegurar el Comercializador (pico de demanda regulada), ocurre un desplazamiento positivo del límite inferior que deja por fuera del rango a los meses de bajo consumo con la consecuente imposibilidad de trasladar el costo del excedente a la demanda regulada:



Por lo anterior, nos permitimos poner a consideración de la Comisión un ajuste sobre la fórmula de cálculo del consumo mensual máximo y mínimo de cada uno de los cinco años anteriores al año t , establecidos en el numeral 1 del literal C del artículo 5.1.1. de las Resoluciones CREC118 y 119 de 2013, incorporando el efecto de los consumos diarios:

$$Q_{maxh_{(t-a),i,j}} = \text{Max}(Q_{hd1,(t-a),i,j} \dots \dots Q_{hd_{365,(t-a),i,j}}) * 365/12$$

$$Q_{minh_{(t-a),i,j}} = \text{Min}(Q_{hd1,(t-a),i,j} \dots \dots Q_{hd_{365,(t-a),i,j}}) * 365/12$$

Donde:

$Q_{hd,(t-a),i,j}$ Cantidad de demanda diaria real histórica de gas natural en metros cúbicos (m^3) de los usuarios regulados para cada año ($t-a$) en el Mercado Relevante de Comercialización i y que es atendido por el comercializador j . Así para el resto de meses del año.

Para determinar el consumo diario, los agentes comercializadores ponemos a disposición de la Comisión la información operativa histórica o cualquiera otra información que se defina, información que en el mediano plazo podrá ser consultada directamente de los reportes generados por el Gestor del mercado, en virtud de los servicios de centralización transaccional y operativa definidos en el artículo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013.

2.2.4. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

Teniendo en cuenta que la contratación que deben hacer los distribuidores de gas natural debe cubrir el pico máximo diario, al calcular el factor d con la diferencia entre consumos mensuales máximos y consumos mensuales mínimos en una serie de 5 años, con dicho factor no se cubriría de manera suficiente el riesgo del distribuidor en el traslado de los costos de suministro al mercado regulado.

Por lo anterior proponemos que para la aplicación de la fórmula:

$$d(t-a)_{i,j} = 1 - ((Q_{max} - Q_{min})/Q_{max})$$

Se tome como Qmax el pico máximo diario de consumo de gas (calculado en los últimos 2 años) normalizado a 30 días. El Qmin se seguiría calculando sobre el mínimo de los consumos normalizado a 30 días.

Así mismo, en el literal D, numeral iii), consideramos que debería reconocerse el piso, es decir el Qmin y no el Qreal.

RESPUESTA

Se acoge el comentario y para la definición del valor "d" y con el cual se establece el rango de compras de gas se utilizará la información de demanda pico diaria correspondiente a la mayor de los últimos dos años, está multiplicada por 30 días para expresarla de forma mensual.

Dado que la información de consumo diario no se tiene reportada en el SUI, se pedirá a las empresas que lo declaren a la Superintendencia de Servicios Públicos hasta tanto el Gestor del Mercado inicie sus funciones y pueda consolidar esta información.

La CREG podrá solicitar certificación al transportador y hacer auditorias para comprobar la veracidad de la información reportada por el comercializador.

Considerando que se tendrá en cuenta la cantidad pico diaria para definir el rango de cantidades, este valor se multiplicará por un factor de 0.95 correspondiente a lo establecido en el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, en donde se deja que el remitente puede tener variaciones de salida hasta de un 5% de la energía autorizada por el transportador sin tener que pagar compensaciones.

De acuerdo con esto el valor de "d" que corresponde a la diferencia porcentual que hay entre el consumo máximo, establecido como el pico diario llevado a mes de 30 días y multiplicado por 0.95, y el consumo mínimo mensual.

Los cambios planteados se explican en detalle en el numeral 3 y 4 de este documento.

De otro lado y con respecto a la solicitud de que en la aplicación del escenario iii), si la cantidad real demandada es inferior a la cantidad mensual mínima histórica, se permita que el costo a trasladar al usuario regulado sea el correspondiente a la cantidad mínima y no a la real demandada, no se acepta tal sugerencia, esto teniendo en cuenta que el propósito de definir el rango de compras de gas es dar los incentivos para que los comercializadores hagan compras eficientes el permitir trasladar el límite inferior del rango anularía este propósito, dado que todo se le trasladaría al usuario y el comercializador no asumiría ningún riesgo en las decisiones de compras de gas, por lo tanto el rango no tendría ninguna finalidad.

2.2.5. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Artículo 5.1.1

En la formulación contenida en este numeral se especifica claramente que cuando el comercializador tenga cantidades de gas contratadas para el mercado regulado (es decir, con respaldo físico), que no fueron consumidas, tendrá unos ingresos derivados de la

venta de dichos excedentes en el mercado secundario.

Sin embargo, la resolución no contempla el caso en que la demanda del comercializador supere la cantidad contratada con respaldo físico, en cuyo caso, a nuestro entendimiento, sería necesario acudir al mercado secundario para adquirir las cantidades de gas faltantes en los procesos de úselo o véndalo de corto plazo. Los costos asociados a estas transacciones no podrían trasladarse a la tarifa y por tanto deberán ser asumidos por el comercializador. Lo anterior no parece justo en la medida que el comportamiento de la demanda regulada puede tener variaciones inesperadas durante un año.

Así mismo, la propuesta regulatoria obliga a compartir con el usuario los ingresos que tenga el comercializador por la venta de gas en el mercado secundario y de manera consecuente, debería en el mejor de los casos compartirse con los usuarios los costos adicionales en que incurra el comercializador por variaciones de demanda positivas que desborden la contratación con respaldo físico y que por tanto generen compras en el mercado secundario. Solicitamos a la CREG que considere este escenario. Esta solicitud aplica tanto para aquellos mercados cuyo consumo sea mayor a los 7.000.000 m³/mes como para aquellos que tienen consumos menores a dicho nivel.

RESPUESTA

El parágrafo 5 del artículo 5 de la Resolución CREG 118 establece:

“Parágrafo 5. 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 $Q_{cfm,i,j,y}$, 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”.

De acuerdo con este se entiende que están consideradas todas las compras de gas que el comercializador deba adquirir en el mercado secundario a través de contratos con respaldo físico para la atención de la demanda regulada. Los costos de las cantidades de gas adicionales requeridas y que sean adquiridas mediante este esquema están consideradas para trasladarse en la fórmula tarifaria al usuario.

Ahora bien, con respecto a los mercados que no se les aplica rango de cantidades se hará la precisión que también se pueden trasladar los costos de las cantidades que se compren en el mercado secundario.

2.2.6. EPM

Literal D. Cantidades que se pueden trasladar al usuario regulado.

Literal i). Bajo el entendido que las cantidades de compra de gas asociadas a la frontera superior del rango ($Q_{MaxtrasURm,i,j,y}$) se pueden ir ajustando mensualmente con las compras con respaldo físico que haya tenido que realizar el comercializador en el mercado secundario², para atender su demanda real ($Q_{real m,i,j,y}$), suponemos que el costo total de las compras de gas a trasladarle al usuario, corresponderá al costo que resulta del cociente entre la suma del valor del límite superior, valorado al precio

² Ver documento soporte CREG 082 de 2013, numeral 4.2.1.2 literal d)

contratado en el mercado primario, y el valor de la cantidad comprada en el mercado secundario, valorado al precio de adquisición, dividido por la cantidad total de gas comprado.

RESPUESTA

Es correcta la interpretación

2.3. MERCADOS RELEVANTES A LOS CUALES SE LES APLICA EL RANGO DE COMPRAS DE GAS

2.3.1. EMGESA

Sobre el proceso de la comisión, para establecer en cuáles mercados relevantes sería aplicable el rango de compras de gas, consideramos importante que la CREG evalúe la posibilidad de revisar a la baja el límite de demanda mensual de gas, que actualmente se propone en 7.000.000 m3 al mes. observamos que el diseño regulatorio inicial, presentado en la propuesta regulatoria, desincentivaría a futuro posibles operaciones de algunos comercializadores incumbentes, para distribuir sus costos de gas entre sus mercados regulados y no regulados, protegiendo así a éste último nicho de mercado de la entrada de nuevos comercializadores.

No obstante, consideramos que el corte planteado por la comisión, de 7 millones de metros cúbicos al mes, deja por fuera a mercados relevantes y áreas de servicio exclusivo dentro de los cuales quedan incluidas importantes ciudades (Popayán, Ibagué, Neiva, Bucaramanga, Villavicencio, Manizales, Armenia, Pereira, entre otras), en donde pueden presentarse consumos industriales importantes, que incentiven a los distribuidores incumbentes no contemplados por la medida, a generar subsidios cruzados entre los consumos regulados y los no regulados.

En ese orden de ideas, consideramos conveniente que la comisión diseñe algún mecanismo que permita un mejor control y vigilancia para éstos mercados con consumos por debajo de los 7 millones de m3/mes.

RESPUESTA

No se acepta el comentario, dado que el límite de 7 millones de metros cúbicos mensuales, se determinó con los criterios de tiempo de prestación del servicio, volumen demandado en el mercado frente al volumen nacional y estabilidad en el número de conexiones.

2.4. DECLARACIONES

2.4.1. GAS NATURAL S.A. E.S.P.

- *Declaración de compras de gas realizadas mediante mecanismos de comercialización en vigor antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013.*

El literal A del numeral 5.11 establece que los comercializadores que tengan contratado gas con respaldo físico mediante los mecanismos de comercialización en vigor antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013 y cuya fecha de terminación sea posterior al 1 de enero de 2014, deberán declarar la información de (los) contrato(s)

a la superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios SSPD

Al respecto, consideramos que la resolución debe establecer el plazo para realizar el mencionado reporte a la entidad de vigilancia y control, tal como se establece en el literal B para los contratos de gas suscritos mediante los mecanismos de comercialización establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013

RESPUESTA

Se acepta el comentario, se incluye en la resolución el plazo para la declaración de estos contratos

2.4.2. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

Artículo 5.1.1. Pass Through Mercados menores de 7 MMm3

En el párrafo 1 del punto D del artículo 5.1, afirman que para aquellos mercados cuyo consumo mensual sea menor de 7 MMm3 se podrá trasladar directamente los costos de las cantidades compradas y declaradas según el literal A de este artículo. Consideramos que se deben incluir tanto las cantidades contratadas según el literal B como las contratadas según el literal A.

RESPUESTA

Se acepta el comentario, se incluye en la resolución las compras realizadas con anterioridad a la vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013 y las realizadas posteriormente, así mismo las compras con respaldo físico que se realicen en el mercado secundario

2.4.3. GAS NATURAL S.A. E.S.P.

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

En este punto resulta pertinente recordar que una de las funciones del Gestor del mercado es justamente la recopilación de información de los contratos de gas transados en los mercados primario y secundarios información que deberá ser reportada por los vendedores y compradores de gas con un detalle superior al requerido en las resoluciones CREG 118 y 119 de 2013. De esta manera queremos llamar la atención acerca de la optimización del sistema de información que estará disponible en el mercado de gas natural, el cual debería procurar eliminar la duplicidad en los procesos de reporte de esta información.

En este sentido, respetuosamente solicitamos a la Comisión que el reporte de información de contratos de suministro a la SSPD solo se imponga de manera transitoria basta que el Gestor del mercado inicie la prestación de los servicios de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 089 de 2013, momento a partir del cual la Superintendencia podrá consultar dicha información directamente del BEC

Esta solicitud se hace igualmente extensiva a la declaración de información de compras de capacidad de transporte con respaldo físico establecida en el numeral 7.1.1, del artículo 7 de las resoluciones CREG 118 y 119 de 2013.

Por otro lado, el parágrafo 1 del artículo 5 señala que “Los comercializadores que atienden mercados Relevantes de Comercialización cuyo consumo de gas mensual sea menor a siete millones de metros cúbicos (<7.000.000 m3) podrán trasladar directamente los costos de las cantidades compradas y declaradas según el literal A de este artículo sin calcular el rango de consumo que se describe en los literales C y D de este mismo artículo

Al respecto, vemos que las cantidades declaradas en el literal A son las que se contrataron con respaldo físico mediante mecanismos de comercialización antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013. En ese sentido, solicitamos a la Comisión que se aclare la forma en que se realizará el traslado de costos a los usuarios regulados en los mercados con consumos menores a siete millones de metros cúbicos, pero cuyas compras de gas se realicen con los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013.

RESPUESTA

La resolución incluye que la SSPD podrá consultar la información de las declaraciones al Gestor del Mercado una vez esta inicie la prestación de sus servicios. Sin embargo, hay que aclarar que la SSPD es autónoma de solicitar la información a los comercializadores cuando ella requiera y considere conveniente.

De otro lado, en la resolución se aclara la forma en que se realizará el traslado de costos a los usuarios regulados de mercados menores a siete millones de metros cúbicos incluyendo las compras de gas así como la capacidad de transporte, realizadas con posterioridad a la vigencia de la Resolución CREG 089 de 2013 y las que se hagan en el mercado secundario.

- *C. Definición del Rango de Cantidades de Compra de gas natural para mercados relevantes de comercialización con consumos mensuales mayores o iguales a siete millones de metros cúbicos.*

El numeral 3 del literal C del artículo 5.1.1. presenta un aparente error en la definición del valor $d_{y,i,j}$ al definirlo como máximo valor de los $d(t-a),i,j$ que se presentaron durante los últimos cinco años, cuando en realidad debería referirse al mínimo valor de los dichos $d(t-a),i,j$ tal como se presenta tanto en la fórmula de cálculo, como en el literal c del numeral 4.2.1.2 de los documentos CREG 082 y 083 de 2013.

RESPUESTA

Se acepta el comentario y se hace la corrección respectiva

Así mismo, en este literal se establece que durante los primeros (15) días calendario del mes de noviembre de cada año, la Comisión determinará las cantidades de gas mensuales demandada por los usuarios regulados con base en la información del Sistema Único de Información – SUI para cada mercado de comercialización.

Al respecto, solicitamos comedidamente a la Comisión que dichas cantidades sean definidas con anterioridad al periodo de negociación de compra de gas y de capacidad de transporte establecido en la Resolución CREG 089 de 2013. Lo anterior teniendo en cuenta que esta información se encuentra disponible en el SUI o en las empresas comercializadoras con varios meses de antelación.

RESPUESTA

Se acepta el comentario y se cambian las fechas para que la CREG determine las cantidades de gas mensuales demandadas por los usuarios regulados conforme a la información del SUI.

2.4.4. PLEXA SAS E.S.P.

En el inciso A del numeral 5.1.1 se sugiere indicar el plazo dentro del cual los comercializadores deberán declarar a la superintendencia la información sobre sus contratos de suministro con fecha de terminación posterior a 1 de Enero de 2014.

RESPUESTA

Se acepta el comentario y se indica la fecha en que se deben hacer estas declaraciones.

2.4.5. EMGESA

La propuesta regulatoria de la CREG incluye la declaración de los contratos de suministro de gas ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), por parte de los comercializadores minoristas de gas. Consideramos esto como una herramienta importante para la transparencia del mercado, y hace parte de los instrumentos regulatorios que evitarían a futuro, que los comercializadores incumbentes vean incentivos a realizar actos anticompetitivos mediante esquemas de subsidios cruzados que benefician a los usuarios no regulados, en desmedro del excedente de los usuarios regulados, en especial de los usuarios residenciales.

No obstante lo anterior, y en aras de cerrar adecuadamente el círculo de herramientas, con las cuales la SSPD pueda llevar a cabo de manera clara y suficiente su labor de control y vigilancia, sugerimos respetuosamente a la comisión que incluya dentro de las medidas, la declaración ante la SSPD de los cálculos realizados por los distribuidores-comercializadores de sus rangos de compra de gas. Con ésta herramienta, sumada a la declaración de contratos, y la publicidad de las tarifas, creemos que la SSPD contará con instrumentos suficientes para la verificación de la correcta aplicación del marco regulatorio planteado por la CREG. En el mismo sentido, y en aras de minimizar la asimetría de información en un mercado en competencia, adicionalmente proponemos a la comisión que disponga dentro de la norma que ésta información debe ser pública para todos los agentes, a través del gestor del mercado.

RESPUESTA

Toda la información que determina el rango de cantidades de compras de gas, está siendo solicitada en la resolución.

2.5. INGRESOS POR VENTA DE EXCEDENTES

2.5.1. EPM

Literal E. Ingresos por venta de excedentes

Es necesario dar claridad acerca del valor de la constante que multiplica los ingresos por venta de excedentes. Además, procurando que la fórmula definida para determinar el valor de la variable $CCG_{m,i,j}$ recoja a futuro variaciones en el valor del impuesto de renta, recomendamos que tal variable se exprese en términos de dicho impuesto.

2.5.2. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

Puede entenderse que para Mercados con más de 7MMm³ se le traslada al usuario el 50% del ingreso obtenido por las ventas de excedentes (descontando el 100% de los tributos) y para Mercados con menos de 7MMm³ se le traslada al usuario el 33.5% del ingreso obtenido por las ventas de excedentes. Este último 33.5% a qué corresponde?

RESPUESTA

La constante de 0.335 equivale a lo que sería el total de ingresos por la venta de excedentes menos el impuesto de renta equivalente al 33% y dividido entre dos, dado que los ingresos se reparten 50% entre el comercializador y 50% el usuario. Este valor corresponde al 0.335. Esto aplica tanto para los mercados de consumo inferiores y superiores a 7 millones de metros cúbicos.

Es de indicar que dado que se tomó la decisión de ampliar el rango de cantidades, se ha realizado una modificación en la repartición de estos ingresos en donde el 80% será para el usuario y el 20% para el comercializador cuando último es el que hace la venta del gas excedentario y cuando el gestor de mercado haga la venta de los excedentes por el mecanismo de úselo o véndalo será el 100% de los ingresos para el usuario. Esa modificación se explica en los numerales 3.2 y 4.3 de este documento.

De acuerdo con esto las nuevas constantes serán de 0.536 cuando el 80% del ingreso es para el usuario y de 0.67 cuando este ingreso es del 100% para el usuario.

La resolución no deja expresado la fórmula en impuesto de renta para hacerla más precisa y no dejarla a interpretaciones. En caso de que el valor de este impuesto sea modificado la Comisión revisará la necesidad de ajustar las constantes.

2.6. DISPOSICIONES PARA USUARIOS REGULADOS Y NO REGULADOS

2.6.1. EPM

Artículo 17

Se debe considerar que en el caso en que un Usuario No regulado disminuya sus consumos y se clasifique como Usuario Regulado, su nueva condición deberá hacerse efectiva no sólo cuando el comercializador que atiende la demanda regulada en el

mercado de comercialización cuente con los contratos de suministro, también se hace necesario que éste cuente con los contratos de capacidad de transporte necesarios.

La misma situación se obligarla en el caso de que un Usuario Regulado pase a ser un Usuario No Regulado

RESPUESTA

Se acepta el comentario y se incluye en la redacción los contratos de capacidad de transporte.

2.6.2. PLEXA S.A. E.S.P.

Respecto al Artículo 17 - Disposiciones para Usuarios Regulados y No Regulados: No es clara la resolución sobre el escenario en el que un Usuario no Regulado disminuye su consumo, es el comercializador que lo está atendiendo el que en primera instancia debe adquirir el gas con respaldo físico o sería el distribuidor- comercializador de la zona.

Si el comercializador que atiende a este usuario, cuenta con un contrato en firme destinado al mercado regulado, puede inmediatamente hacer el cambio en la tarifa y seguir atendiéndolo? Agradecemos aclarar el tema en la regulación.

RESPUESTA

La disposición indica que si un usuario no regulado disminuye su consumo y cumple la condición de usuario regulado, su nueva condición sólo será efectiva hasta que el comercializador que lo atiende pueda adquirir el gas requerido con respaldo físico por éste y el respectivo contrato se empiece a ejecutar.

En la tarifa puede trasladarse el costo de gas en firme que el comercializador adquiera para atender la demanda regulada de su mercado.

2.7. PODER CALORIFICO

2.7.1. NATURGAS

En cuanto a la fórmula tarifaria definida en el artículo 4 y, específicamente en lo relacionado con el factor de corrección por poder calorífico - fpc (parágrafo del artículo 12), entendemos que la aplicación del factor es temporal y hasta tanto se expida la nueva metodología tarifaria, período este, a partir del cual, este factor será igual a uno.

Respecto a este punto, y teniendo en cuenta que en la actualidad el cálculo de los volúmenes para la definición de cargos toma en cuenta la corrección por poder calorífico, le solicitamos a la CREG que con el propósito de lograr un efecto neutro para el Distribuidor respecto a los egresos e ingresos en sus compras y ventas, la definición de las resoluciones de metodología tarifaria y las subsiguientes disposiciones presenten coherencia y uniformidad en los cálculos de todos los componentes de la fórmula tarifaria donde se prevea equivalencias y correcciones energéticas y volumétrica.

**2.7.2. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.,
SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.,
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.**

Las variables de suministro y transporte, están corregidas según lo establecido en el numeral 5.39 de la resolución CREG067 de 1995, el cual, entre otros factores, asume un gas de referencia con poder calórico del 1000 BTU/PC, al igual que el volumen a cobrar a los usuarios. Al corregir el cargo D por poder calórico, y aplicar este D corregido al volumen del usuario también corregido, se le estaría facturando un mayor valor al debido.

Ahora bien, sería correcto mantener la fórmula propuesta en esta Resolución para las variables G y T y aplicar la corrección por poder calórico al cargo D, en la medida que quede en firme la Resolución CREG 158 de 2012 que modifica entre otros, el numeral 5.39 mencionado.

Finalmente, la corrección debe ser extensiva a la variable C (St para ASE)

RESPUESTA

Tal como se indicó en el comentario la regulación está corrigiendo la forma de medir el consumo del usuario. (Res. 158 de 2012). Por lo tanto, el tema del poder calórico será coherente con todas las componentes de la cadena que son medidas.

De otro lado no se acepta el comentario de hacer extensiva el factor de poder calórico provisional a la componente de comercialización en áreas de servicio exclusivo.

2.8. COMPONENTE DE COMERCIALIZACION

2.8.1. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Artículo 14

Solicitamos a la CREG precisar que el componente de comercialización que se aplicaría desde la entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria hasta la aprobación por parte de la CREG de los cargos de comercialización que regirán para el siguiente periodo tarifario, sería el cargo de comercialización aprobado bajo la metodología de la Resolución 011 de 2003 los cuales se expresan como un cargo fijo (\$/factura).

RESPUESTA

El artículo 14 indica que 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 la metodología establecida en la resolución CREG 011 de 2003 o aquellas que la aclaren, modifiquen o sustituyan. Con esta redacción se entiende que hasta que no se aprueben cargos diferentes, en la nueva fórmula estos corresponderán a los que han sido aprobados mediante la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003. Por lo tanto, se aplicará el cargo fijo de comercialización aprobado en cada resolución particular de aprobación de cargos y el cargo correspondiente al componente variable de comercialización será igual a cero.

2.9. PUBLICIDAD

2.9.1. EMGESA

Las normas propuestas por la CREG disponen la publicidad de las tarifas que facturará a los usuarios. Ahí se señala que se deberá publicar, entre otros, la canasta de tarifas y los valores calculados para el cargo de distribución. En aras de una competencia libre y transparente en el mercado de comercialización minorista, consideramos importante sugerirle a la CREG que en la redacción de dicha disposición, quede explícito que la publicación de los valores calculados para el cargo de distribución incluya la tarifa de distribución aplicable en cada uno de los rangos. Con esta medida, se reforzarían los principios de neutralidad tarifaria, y se impedirían actos contra la libre competencia por parte de los distribuidores-comercializadores.

RESPUESTA

La disposición de publicar los rangos de consumo se incluirá en la resolución de remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería.

2.10. VENCIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

2.10.1. NATURGAS.

Transición tarifaria

En el documento con radicación CREG E- 20134744, numeral 5, en el cual Naturgas comentó la Resolución CREG 90 de 2012 manifestó, entre otros, lo siguiente:

“Vencimiento El tiempo de vencimiento de los contratos de concesión coincide con el momento en que surtirá efectos la metodología de distribución, por lo cual, es conveniente que esta norma contengan disposiciones que permitan un paso ordenado del régimen de exclusividad a las normas ordinarias y se analice la posibilidad de que estos mercados se puedan integrar con otros mercados.

Cordialmente solicitamos que se tenga en cuenta lo siguientes para este caso:

Transición tarifaria, Como se indica, el principal comentario es que se defina un marco que permita pasar, de manera ordenada, del régimen de exclusividad a la metodología que finalmente se apruebe. Teniendo como objetivo evitar desequilibrios financieros para las empresas. Debe ser claro el tipo de Unidades Constructivas que operarán las ASE.

Estamos valorando internamente el tipo de unidad constructiva que mejor encaja para las ASE, una vez tengamos esta propuesta más desarrollada la presentaremos a la CREG.

De los contratos en el año 2014. Teniendo en cuenta que una vez se expida la transición tarifaria y que en ese lapso de tiempo las empresas podrán ejecutar inversión, es necesario que se emita una señal clara y previa que especifique la forma en que se remuneran estas inversiones. Esta valoración debe ser consistente con la valoración general que se haga una vez se presente el expediente tarifario que define el paso definitivo al régimen común.”

La transición mencionada es útil en la medida en que si no se ajusta la resolución en comento pueden ocasionarse situaciones de difícil manejo comercial, como por ejemplo, la aplicación del componente Kst. Para analizar la intención de la CREG de migrar a un esquema de Kst semestral contenido en la Resolución CREG 119 de 2013 se debe considerar lo siguiente:

- El Artículo 17.1. prevé que las acreditaciones se aplican a las facturaciones mensuales que se efectúen a partir del tercer mes siguiente al mes de entrada en vigencia de la nueva fórmula tarifaria.
- La vigencia de la Resolución ocurrirá el 1º de enero del 2014.
- Los contratos de área vencen en el mes de junio del 2014.

Estas previsiones suponen que pueden generarse consumos que se deben facturar y recaudar con posterioridad al mes de junio y, a la fecha, no hay claridad sobre el marco regulatorio que se aplicaría pues en el momento en que se haga esta labor el contrato ya venció y no hay norma que lo supla para este caso.

Adicionalmente es relevante resaltar que, de conformidad con el esquema comercial aplicable para las ASE, el cual implica que en algunos casos hay que ajustar, por exceso o por defecto, las tarifas que se aplica a los usuarios y considerando que:

- Días antes del vencimiento de los contratos de ASE se puede conectar nuevos usuarios, los cuales deben tener un tratamiento específico pues pueden ser sujetos, en proporciones distintas, de los ajustes generados para los usuarios que vienen siendo atendidos a lo largo del tiempo por el concesionario.
- Un día después de vencido el contrato se pueden conectar nuevos usuarios, los cuales se pueden afectar tarifariamente únicamente por una nueva metodología transitoria o definitiva, pero en todo caso, distinta a la aplicable para los usuarios conectados en el marco dispuesto para las ASE.

Esta situación supone dos aspectos comerciales a considerar: primero que la regulación, a la fecha, como se ha indicado reiteradamente, no tiene dispuesto un mecanismo para estructurar tarifas para usuarios inmersos en casos muy puntuales y, segundo, que al momento de crear esta regla se debe tener en cuenta el costo administrativo que debe asumir el distribuidor para implementarla.

RESPUESTA

En la resolución en el artículo de vigencia de la fórmula tarifaria se ha incluido la disposición que La Fórmula Tarifaria General aplicará a partir del 1º de enero de 2014 y hasta que los contratos de concesión finalicen y los comercializadores recauden o devuelvan los Kst causados. Así mismo, se incluye que una vez se termine la vigencia de la fórmula tarifaria en las áreas de servicio exclusivo, estas zonas aplicarán las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

Para estos efectos se considera que las áreas de servicio exclusivo constituyen un mercado relevante de comercialización.

2.11. FACTOR DE CORRECCIÓN DE LAS AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

2.11.1. NATURGAS

Errores en las fórmulas previstas en la Resolución CREG 119 de 2013.

- *En el Artículo 4 al explicar la expresión $K_{cdm,i,j}$ se indica que: "corresponde al valor expresado en \$/mes, denominado monto cobrado en exceso o devolución al usuario". Las dos condiciones representan lo mismo, por lo cual se debe referenciar a montos cobrados en exceso o en defecto.*
- *En el Artículo 17.2, previo a indicar la fórmula contendida, indica que: "si el Kst resulta positivo el monto total de los valores dejados de cobrar a los usuarios estaría dado por la expresión..." y en la expresión se menciona "monto cobrado en exceso", este aparte se debe mencionar "monto dejados de cobrar".*

2.11.2. GAS NATURAL S.A. E.S.P.

- *Sobre la neutralidad en la aplicación de las tarifas de servicios públicos*

Los artículos 17.1 y 17.2 de la Resolución CREG119 de 2013 establecen la metodología para la devolución de cobros superiores al Mst o recaudo de montos dejados de cobrar. Dicho Kst se incorpora como un componente dentro del cargo fijo de la fórmula tarifaria establecida en el artículo 4 de la citada resolución

En cumplimiento del principio de Neutralidad establecido en la Ley de servicios Públicos, no es posible aplicar tarifas diferentes a usuarios de las mismas características; en este caso usuarios residenciales. Sin embargo, al considerar el factor Kcd dentro del cargo fijo de la fórmula tarifaria calculada y publicada mensualmente, no será posible discriminar las tarifas entre usuarios nuevos y usuarios existentes, afectando el cobro de la prestación del servicio de los nuevos usuarios

En este sentido, planteamos a la Comisión la posibilidad de extraer el componente Kcd del cálculo del cargo fijo y que se permita que dicho cobro o devolución se incorpore como un ajuste directo en la factura del usuario dentro del campo "otros cobros", y calculado en los términos de los numerales 17.1 y 17.2 mencionados anteriormente.

- *Devolución o cobro del Kst una vez finalice la vigencia del contrato de Concesión*

En cuanto a la devolución de cobros superiores al Mst o recaudo de montos dejados de cobrar, citados en los artículos 17.1 y 17.2 de la Resolución 119, solicitamos a la Comisión se tenga en cuenta el período de vigencia de los contratos de Concesión de las Áreas de servicio Exclusivo los cuales finalizan en junio del 2014.

Una vez finalicen los contratos de concesión, las empresas adoptarán la metodología de la propuesta establecida en la Resolución CREG118 de 2013, con lo cual no se podrían devolver o recaudar los montos asociados al kst para los periodos posteriores a la finalización de la Concesión

Lo anterior, en consideración que dichas devoluciones o recaudos se realizarán en seis (6) periodos de facturación, la cual se comenzará a aplicar a partir del segundo trimestre del 2014 y hasta finalizar el tercer trimestre del 2014, periodo en el que la propuesta de la Resolución 119 no será aplicable.

2.11.3. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P., GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.

En el artículo 4 la definición de la variable $Kcd_{m,i,j}$ está errada al describirla como "...monto cobrado en exceso o devolución al usuarios generado..." ya que ambas expresiones significan que debe darse devolución al usuario, y no incluyen la posibilidad de facturar los montos dejados de cobrar. Igualmente el numeral 17.2 está errado ya que se trata del recaudo de los montos dejados de cobrar, pero la fórmula dice monto cobrado en exceso. La Fórmula Tarifaria General propuesta, incluye la variable $Kcd_{m,i,j}$ mediante la cual se cobrará o devolverá al usuario los montos dejados de cobrar o cobrados en exceso durante el año 2013. Estos valores se podrán facturar a partir del tercer mes siguiente al de entrada en vigencia de la nueva Fórmula Tarifaria (1 de enero de 2014). Así las cosas, la variable $Kcd_{m,i,j}$ se facturará en los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre de 2014. Teniendo en cuenta que a partir del 1 de julio de 2014, desaparecen las Áreas de Servicio Exclusivo, es necesario que la CREG defina bajo que normativa quedará reglamentada la facturación de dicha variable para los meses de julio, agosto y septiembre de 2014.

De otra parte teniendo en cuenta que la variable Kcd hace parte del cargo fijo y este se cobra a todos los usuarios, al aplicar la fórmula de cargo fijo planteada por la resolución GREG 119/13, se facturaría el ajuste por Kst a todos los usuarios sin distinción de su fecha de conexión, no cumpliendo así lo establecido en el artículo 17 según el cual se devolverá o cobrará a los usuarios residenciales registrados ante la empresa el último día de la vigencia ($t-1$). Por lo anterior el ajuste por Kst debería extraerse del cargo fijo y relacionarse como un ajuste especial.

RESPUESTA

No se acepta el comentario de que el Kst se retire del cargo fijo y que se permita que dicho cobro o devolución se incorpore como un ajuste directo en la factura del usuario.

El argumento de que no es posible discriminar las tarifas entre usuarios nuevos y usuarios existentes, afectando el cobro de la prestación del servicio de los nuevos usuarios, no es válido ya que en estas áreas siempre ha existido usuarios nuevos que deben pagar o recibir el Kst que se esté cobrando o devolviendo en el año en que se conectan al servicio. Esto considerando que esta componente forma parte de la fórmula tarifaria.

A continuación se muestra el crecimiento de usuarios de cada año y el Kst :

Tabla 1. Crecimiento en el Número de usuarios

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ASE ALTIPLANO CUNDIBOYACENSE	42,908	57,684	75,874	101,722	120,634	149,914	168,972	188,454	205,845	225,621	249,903
ASE CALDAS	40,418	44,156	48,392	54,543	61,977	71,320	79,864	87,700	94,613	101,165	
ASE CENTRO TOLIMA	87,765	96,874	110,675	124,024	141,134	158,025	168,038	178,246	193,928	208,281	218,749
ASE QUINDIO	22,252	33,220	40,523	47,745	54,905	63,846	74,421	83,155	92,969	101,548	
ASE RISARALDA	37,655	50,189	59,497	67,742	77,632	90,353	102,816	113,979	126,821	139,226	
ASE VALLE DEL CAUCA	95,371		135,098	149,099	167,878	187,813	206,251	225,689	247,819	268,843	288,754
Total general	326,369	282,123	470,059	544,875	624,160	721,271	800,362	877,223	961,995	1,044,684	757,406

Tabla 2. Valores de Kst cobrados

Etiquetas de fila	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ASE ALTIPLANO CUNDIBOYACENSE	45.98	0.92	-7.97	-11.78	15.03	-8.83	14.78	-14.93	-73.55	-51.43	-68.55
ASE CALDAS	27.06	-36.91	-47.48	-23.38	9.29	-6.85	12.25	-21.01	-8.25	51.91	22.72
ASE CENTRO TOLIMA	11.41	0.61	-94.25	61.2	10.81	-88.41	26.11	21.27	-28.69	15.55	6.12
ASE QUINDIO	25.08	-5.44	-12.17	1.56	6.74	-35.62	-6.86	-72.23	-28.79	54.6	55.29
ASE RISARALDA	-7.28	-2.04	-32.76	-9.88	23.46	-6.11	21.84	-59.55	-29.41	78.56	17.61
ASE VALLE DEL CAUCA	30.61	0	0	0	0	5.56	53.2	-4.04	-9.67	25.61	-16.67

En estas condiciones si un usuario desea conectarse al servicio de gas natural deberá conocer las tarifas y será su decisión si se conecta o no, pagando todas las componentes de la fórmula tarifaria.

De otro lado, se estableció que el recaudo del Kst se haga a partir del siguiente mes en que se comience a aplicar la fórmula tarifaria y este de acuerdo con la disposición de vigencia de la fórmula iría hasta que se cobre o devuelva todo el Kst causado.

2.12. SUBSIDIOS

2.12.1. GAS NATURAL S.A. E.S.P.

De acuerdo con la metodología de otorgamiento de subsidios establecida en la Resolución CREG186 de 2010, el costo equivalente de prestación del servicio de gas natural determinado a partir de la Resolución CREG 057 de 1996 o aquellas que la modifiquen, aclaren o sustituyan, considera tanto el cargo fijo como el cargo variable, así:

$$MstEq_{m,e}^{(0-CS)} = \frac{(CV_{m,e} * cons_{(m-1),e}^{(0-CS)} + CF_{m,e})}{cons_{(m-1),e}^{(0-CS)}}$$

Queremos llamar la atención de la Comisión sobre el efecto que genera la modificación de los cargos de la resolución CREG 057 de 1996 por los establecidos en el artículo 4 de la Resolución CREG 119 de 2013, donde el factor del cargo fijo afectaría la determinación del subsidio a aplicar los usuarios de los estratos 1 y 2, inclusive a aquellos nuevos conectados después del último día de la vigencia (t-1).

**2.12.2. GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.,
SURTIGAS S.A E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.,
GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.**

Será necesario que la CREG defina en resolución aparte la fórmula que aplicaría para el cálculo del Gm base para determinar los porcentajes de subsidios de los estratos 1 y 2.

RESPUESTA

Se revisará la necesidad de modificación de la resolución CREG 186 de 2010 referente a la aplicación de subsidios.

2.13. COMENTARIOS DE FORMA

2.13.1. LLANOGAS S.A. E.S.P.

Artículo 5.1.1, Literal C, Numeral 3

El texto se refiere al máximo valor de las diferencias porcentuales ($d(t-a)_{i,j}$), no obstante la formula contiene el operador correspondiente a la función mínimo (\min). Solicitamos a la CREG precisar cuál será el definitivo.

Artículo 5.1.1 literal D parágrafo 1

El texto debe incluir el literal B que hace referencia al nuevo esquema de comercialización de la resolución CREG 89 de 2013.

2.13.2. EPM

Numeral 5.1.1

Literal C.

Numeral 3: *Se debe corregir el texto de la resolución, definiendo que el valor $dy_{i,j}$ a establecer, corresponderá al mínimo valor de los $d(t-a)_{i,j}$ que se presentaron durante los cinco años ($t-a$). El texto habla del máximo cuando debe ser el mínimo.*

RESPUESTA

Se procede a corregir el texto.

3. ANÁLISIS Y AJUSTES A LA FÓRMULA TARIFARIA

3.1. DEFINICIÓN DEL RANGO DE CANTIDADES DE COMPRAS DE GAS NATURAL

Se ha argumentado que la determinación del valor "d" con el cual se determina el límite inferior del rango de cantidad de compra de gas, no refleja la variación entre el nivel de contratación de suministro que el Comercializador debe asegurar para la atención del pico de su demanda regulada respecto del periodo de mínimo consumo dejando en algunos

22

periodos de consumo mínimo un riesgo para el comercializador dado que la demanda consumida estaría por debajo del límite inferior.

Para ver un ejemplo se ha tomado los datos presentados por una empresa para su mercado relevante de comercialización A donde se muestra los siguientes cálculos

Tabla 3. Consumo en m3 del Mercado Regulado A
Calculo del "d" según propuesta Resolución CREG 118 de 2013

	AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 2010	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013
Enero	18,614,812	17,487,635	16,217,210	17,072,129	18,261,109	18,340,573
Febrero	16,978,621	16,523,087	14,956,215	16,231,920	16,600,941	16,861,762
Marzo	19,177,123	18,990,347	16,558,254	18,288,714	19,004,066	18,881,802
Abril	19,320,052	17,976,687	16,575,431	17,577,944	17,697,416	18,334,324
Mayo	18,800,382	18,158,515	17,154,037	18,680,737	17,809,416	18,837,766
Junio	18,466,414	17,388,815	16,680,397	17,827,875	17,516,454	18,165,137
Julio	20,821,893	17,616,675	17,062,620	17,809,172	18,431,987	18,793,547
Agosto	18,821,317	18,201,256	17,635,797	18,480,902	18,593,845	19,304,484
Septiembre	18,541,496	17,854,223	17,354,162	17,647,351	18,145,132	
Octubre	18,540,621	17,576,625	17,437,337	17,740,650	18,070,983	
Noviembre	17,903,151	17,366,779	17,232,007	17,097,806	18,012,672	
Diciembre	18,246,335	17,930,418	17,258,430	17,559,140	18,330,599	
Q Max	20,821,893	18,990,347	17,635,797	18,680,737	19,004,066	19,304,484
Q Min	16,978,621	16,523,087	14,956,215	16,231,920	16,600,941	16,861,762
$d = 1 - ((Q_{max} - Q_{min}) / Q_{max})$	81.5%	87.0%	84.8%	86.9%	87.4%	87.3%
d y, i, j	81.5%					

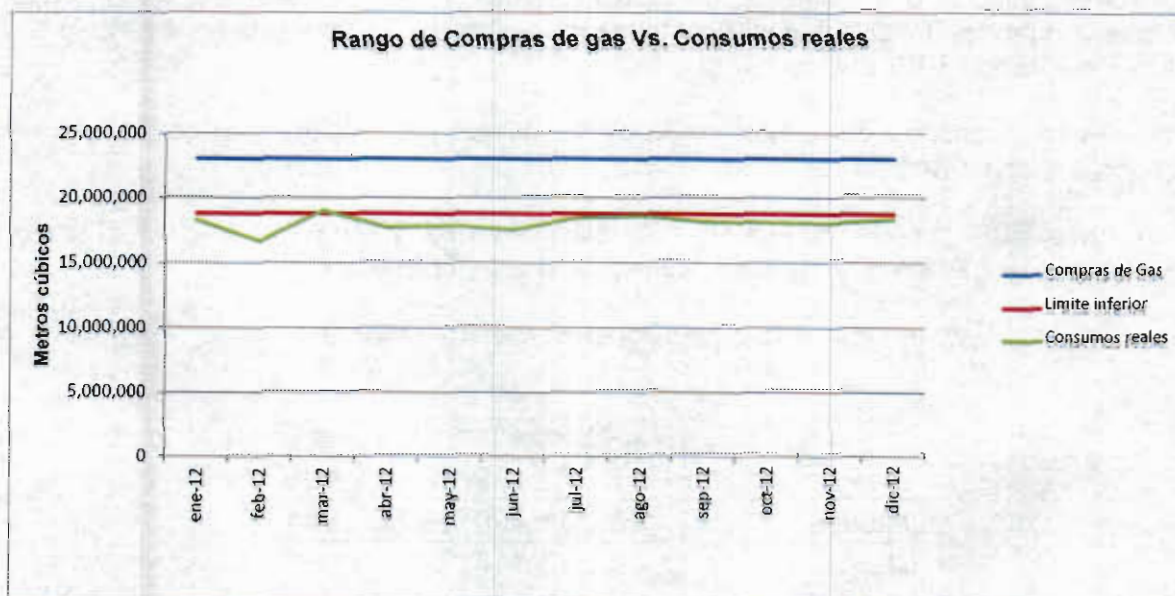
Tabla 4. Consumo diario (KPC) del año 2012 del Mercado Regulado A

DIA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	13,751	25,040	26,694	19,347	20,420	24,530	17,969	24,614	23,521	22,947	24,232	22,352
2	20,350	26,226	26,010	23,791	23,302	22,747	20,529	25,345	18,401	23,945	23,971	19,364
3	23,258	26,310	24,163	25,011	23,691	19,495	24,822	25,200	23,863	24,292	22,553	24,076
4	24,027	24,455	20,034	25,184	24,769	23,940	25,276	23,348	25,171	24,958	19,324	24,717
5	23,953	20,085	25,643	20,914	24,056	24,411	25,497	19,500	24,329	24,788	21,030	25,025
6	24,294	25,092	26,952	18,931	20,572	24,589	25,625	23,443	24,944	23,391	24,849	25,024
7	23,020	25,998	27,166	20,070	25,436	25,330	23,609	21,911	24,464	19,304	25,440	24,099
8	18,891	26,173	26,806	18,752	25,300	25,642	19,232	24,580	23,239	23,775	25,854	18,701
9	20,445	26,010	25,888	24,212	24,939	23,646	24,502	24,784	19,289	24,803	26,166	18,954
10	23,992	25,108	24,663	25,372	25,228	20,312	25,620	23,688	23,933	24,274	24,566	23,966
11	24,732	23,523	20,859	24,742	25,298	21,745	25,988	22,475	24,964	24,426	19,729	25,494
12	24,359	20,149	25,458	24,662	23,294	25,295	27,438	19,098	25,045	23,970	21,745	25,740
13	24,520	27,369	25,695	24,536	18,794	25,477	25,557	23,895	24,768	22,773	25,621	25,757
14	22,966	26,797	26,764	23,336	24,071	25,116	23,706	24,994	23,662	19,064	25,550	24,930
15	20,187	26,049	26,589	19,406	25,089	24,579	19,476	25,127	21,851	20,929	26,441	23,103
16	24,690	25,969	26,639	24,717	25,830	23,753	25,050	24,072	18,304	24,369	26,630	19,693
17	26,121	25,526	24,434	25,936	25,589	18,513	25,218	25,307	23,612	25,244	23,729	24,475
18	26,197	22,000	19,551	25,582	25,260	19,792	25,130	23,730	25,590	25,462	20,596	24,876
19	26,547	19,058	21,994	25,595	22,871	23,943	25,408	18,864	24,809	25,149	24,827	25,230
20	26,048	20,978	26,187	25,652	20,993	25,783	22,455	20,730	24,693	23,484	25,287	25,479
21	23,729	22,023	26,904	23,842	20,824	25,902	24,919	23,837	25,175	20,134	25,713	25,855
22	19,999	25,004	26,617	19,922	24,098	24,445	19,307	25,180	23,512	24,439	25,722	24,552
23	24,420	26,281	26,304	24,920	24,581	23,173	24,586	26,068	19,363	24,191	25,306	21,371
24	25,645	25,584	24,702	25,359	24,884	19,599	27,554	25,301	23,589	24,520	23,539	23,957
25	25,411	23,617	20,380	24,712	24,040	23,295	25,209	22,786	24,810	23,848	19,934	15,891
26	25,801	20,646	25,295	24,522	22,280	25,034	25,430	19,350	24,231	24,253	24,723	22,778
27	25,320	25,112	26,338	24,716	18,400	23,974	25,512	24,085	23,565	22,793	25,672	24,320
28	23,984	25,304	25,746	23,248	23,347	24,525	23,426	24,589	24,425	19,749	25,153	22,812
29	20,004	26,021	25,935	20,144	23,609	24,280	18,982	25,084	22,701	23,930	25,578	23,208
30	25,389		25,191	24,131	23,937	23,575	23,991	25,173	19,407	24,694	25,514	20,702
31	26,573		23,872		24,082		25,506	25,162		24,703		23,573
Maximo	26,573	27,369	27,166	25,936	25,830	25,902	27,554	26,162	25,590	25,462	26,441	25,855
Minimo	13,751	19,058	18,752	18,400	18,400	17,969	17,969	18,304	18,304	19,064	15,891	15,891
Maximo diario del año	27,554											

Dado que el comercializador debe atender toda la demanda esencial con contratos con respaldo fijo se asume que las compras de gas corresponden al consumo máximo diario del año esta llevada a mes y convertida a metros cúbicos. El rango frente a los consumos reales daría lo siguiente:

Tabla 5. Rango de compras de gas frente a consumos reales

Fecha	Compras de Gas	Limite inferior	Consumos reales
ene-12	23,028,175	18,777,671	18,261,109
feb-12	23,028,175	18,777,671	16,600,941
mar-12	23,028,175	18,777,671	19,004,066
abr-12	23,028,175	18,777,671	17,697,416
may-12	23,028,175	18,777,671	17,809,416
jun-12	23,028,175	18,777,671	17,516,454
jul-12	23,028,175	18,777,671	18,431,987
ago-12	23,028,175	18,777,671	18,593,845
sep-12	23,028,175	18,777,671	18,145,132
oct-12	23,028,175	18,777,671	18,070,983
nov-12	23,028,175	18,777,671	18,012,672
dic-12	23,028,175	18,777,671	18,330,599

Gráfica 1. Rango de compras frente a consumos reales

Según la tabla y el gráfico anterior se observa que los consumos reales estarían en varios momentos del año por debajo del límite inferior y aumentando el riesgo del comercializador, esto teniendo en cuenta que en este evento la regla indicaría que solo se podría trasladar en la fórmula tarifaria lo correspondiente a pague lo demandado.

De acuerdo con lo anterior se ha decidido disminuir el riesgo al comercializador considerando para la determinación del valor de "d", con el cual se fija el límite inferior del rango de cantidades de compras de gas, utilizar como valor de demanda máxima el correspondiente al máximo consumo diario obtenido en los dos años anteriores, este, multiplicado por 30 días para llevarlo a mes.

Considerando que la información de consumos diarios por mercado no se encuentra reportada al Sistema Único de Información - SUI, se solicitará para que sea reportada por los comercializadores. Sin embargo, se deja la posibilidad de que la CREG corrobore la veracidad de dicha información a través de auditorías, solicitud de certificaciones del transportador y otros mecanismos. Posteriormente se solicitará para que el Gestor del Mercado la consolide.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el comercializador tiene un margen del 5% en las variaciones de salida de la energía autorizada por el transportador sin tener que llegar a pagar compensaciones, de acuerdo con lo establecido en el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013, se ha decidido descontar este porcentaje del valor de demanda máxima que permite determinar el valor de "d".

De otro lado, el valor de consumo mínimo con el cual se determina el valor de "d" seguirá correspondiendo al consumo mínimo mensual obtenido en los dos años anteriores a la fecha de cálculo. Estos valores normalizados a meses de 30 días.

Teniendo en cuenta que se ha reducido el riesgo al comercializador, dado que puede comprar las cantidades correspondientes hasta el consumo máximo diario, consumo que se presenta sólo una vez en el año se ha considerado que a este valor se le descuenta el 5% correspondiente a la posibilidad de variaciones de salida de la energía autorizada por el transportador sin tener que pagar compensaciones, según lo dispuesto en el artículo 54 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Por lo tanto al consumo diario máximo de los dos últimos años multiplicado por 30 días se le agrega el factor de 0,95.

Con este ajuste a la regla prevista en la Resoluciones CREG 118 y 119 de 2013, el rango de compras de gas frente al consumo del ejercicio anterior quedará así:

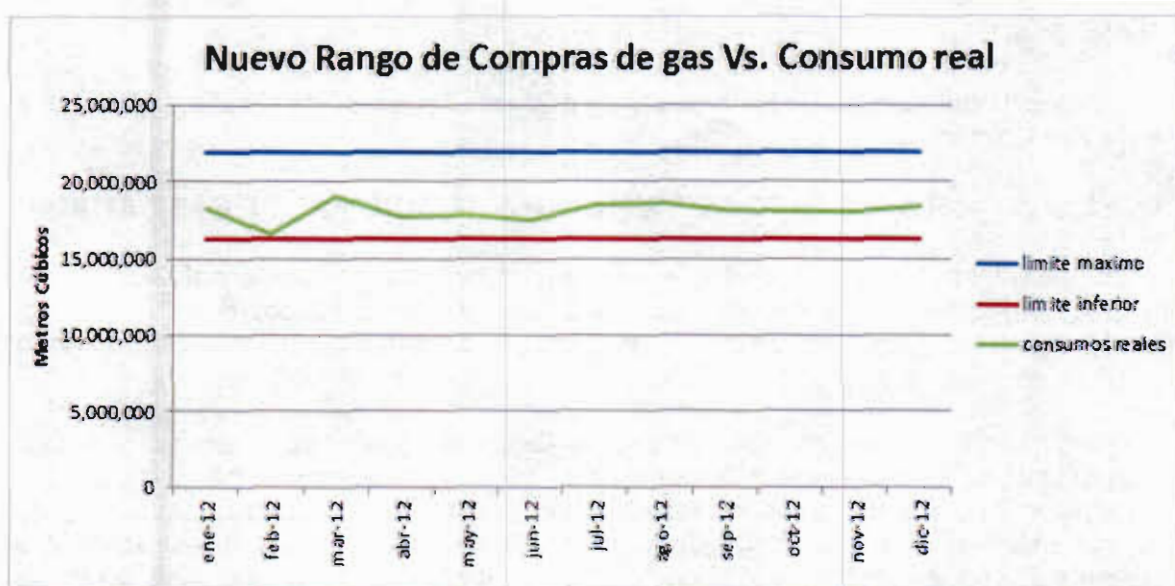
Tabla 6. Ejemplo determinación del valor "d"

	AÑO 2011	AÑO 2012
Enero	17,072,129	18,261,109
Febrero	16,231,920	16,600,941
Marzo	18,288,714	19,004,066
Abril	17,577,944	17,697,416
Mayo	18,680,737	17,809,416
Junio	17,827,875	17,516,454
Julio	17,809,172	18,431,987
Agosto	18,480,902	18,593,845
Septiembre	17,647,351	18,145,132
Octubre	17,740,650	18,070,983
Noviembre	17,097,806	18,012,672
Diciembre	17,559,140	18,330,599
Q Min	16,231,920	16,600,941
Pico día (KPC)	26,998,000	27,553,974
Q max= Pico día (m3) x 30 x 0.95	21,787,994	21,876,766
"d"	74.50%	75.88%
Min "d"	74.50%	

Tabla 7. Cálculo del Nuevo Rango de Compras de Gas según ejemplo

Fecha	limite maximo	limite inferior	consumos reales
ene-12	21,876,766	16,298,055	18,261,109
feb-12	21,876,766	16,298,055	16,600,941
mar-12	21,876,766	16,298,055	19,004,066
abr-12	21,876,766	16,298,055	17,697,416
may-12	21,876,766	16,298,055	17,809,416
jun-12	21,876,766	16,298,055	17,516,454
jul-12	21,876,766	16,298,055	18,431,987
ago-12	21,876,766	16,298,055	18,593,845
sep-12	21,876,766	16,298,055	18,145,132
oct-12	21,876,766	16,298,055	18,070,983
nov-12	21,876,766	16,298,055	18,012,672
dic-12	21,876,766	16,298,055	18,330,599

Gráfica 2. Definición de rango de cantidades de compras de gas



3.2. INGRESOS POR VENTA DE EXCEDENTES

Considerando que se está reduciendo sustancialmente el riesgo para el comercializador dado que el rango considera la demanda pico diaria que ocurre pocas veces en el año y que el usuario debe pagar la totalidad de las compras de gas que le aseguran la disponibilidad constante del gas, se ha decidido disminuir el porcentaje de beneficio en los ingresos por venta de excedentes al comercializador y trasladarle estos al usuario.

Por lo tanto, si el comercializador vende sus excedentes de gas o de capacidad de transporte voluntariamente no obtendrá el 50% de estos ingresos si no el 20%, dejando al

usuario recibir el 80% de esta venta. Todo esto luego de descontar los impuestos correspondientes al 33%. Esto para dejar un incentivo al comercializador a realizar la venta del gas excedentario.

Ahora, si el gas excedentario no es vendido por el comercializador sino por el Gestor del Mercado en el mecanismos de úselo o véndalo, este primero no recibirá nada de esta venta y todo los ingresos se trasladarán al usuario, luego de descontar los impuestos.

De acuerdo con esto las constantes de las fórmulas de ingresos venta de excedentes se modifican.

3.3. AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

En relación con las áreas de servicio exclusivo se ha modificado el plazo para la recuperación o la devolución del kst causado y se ha establecido en la vigencia que en estas áreas la fórmula tarifaria aplicará a partir del 1° de enero de 2014 y hasta que los contratos de concesión finalicen y los comercializadores recauden o devuelvan los Kst causados.

Una vez finalizados la vigencia de la fórmula en las áreas estas podrán aplicar la fórmula tarifaria general definida para las no áreas es decir para los mercados relevantes de comercialización.

4. PROPUESTA

Los cambios fundamentales de las propuestas presentadas en la Resolución CREG 118 y 119 de 2013, radican en son:

4.1. DEFINICIÓN DEL RANGO DE CANTIDADES DE COMPRAS DE GAS NATURAL

Los comercializadores que atiendan Mercados Relevantes de Comercialización cuyo consumo de gas sea mayor o igual a siete millones de metros cúbicos ($\geq 7.000.000 \text{ m}^3$) 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 reportaran 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, el 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:

$$Qmaxh_{(t-a),i,j} = Max(Qh \text{ pico diario}_{(t-a),i,j}) \times 30 \times 0.95$$

$$Qminh_{(t-a),i,j} = Min(Qh_{(t-a),i,j}^{enero} \dots Qh_{(t-a),i,j}^{diciembre})$$

Donde:

$Qmaxh_{(t-a),i,j}$	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.
$Qminh_{(t-a),i,j}$	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 .
$Qh \text{ pico diario}_{(t-a),i,j}$	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.
$Qh_{(t-a),i,j}^{enero}$	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.

- 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:

$$d_{(t-a),i,j} = \left(1 - \left(\frac{Q_{maxh_{(t-a),i,j}} - Q_{minh_{(t-a),i,j}}}{Q_{maxh_{(t-a),i,j}}}\right)\right)$$

Donde:

$d_{(t-a),i,j}$ Diferencia porcentual entre el consumo histórico máximo y mínimo en cada uno de los años $(t - a)$ 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 $(t - a)$. Este valor será el que se utilizará para la definición del rango del año y .

$$d_{y,i,j} = \text{Min} (d_{(t-2),i,j}, d_{(t-1),i,j})$$

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:

$$Q_{MaxtrasUR_{m,i,j,y}} = \sum Q_{cf_{m,i,j,y}}$$

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 $d_{y,i,j}$

$$Q_{Min_{m,i,j,y}} = \left(\sum Q_{cf_{m,i,j,y}}\right) \times d_{y,i,j}$$

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 .
$Q_{Min i,j,y}$	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 1° de diciembre del año t hasta el 30 de noviembre del año $(t+1)$.

4.2. 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 $Q_{realm,i,j,y} > Q_{Max trasURm,i,j,y}$ | 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 $Q_{MaxtrasURm,i,j,y} > Q_{realm,i,j,y} > Q_{Minm,i,j,y}$ | 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. |
| iii) Si $Q_{realm,i,j,y} < Q_{Min i,j,y}$ | Se traslada en la fórmula tarifaria al usuario regulado sólo el costo del gas correspondiente a la cantidad real de gas demandada por los usuarios regulados que son atendidos por el comercializador. |

4.3. 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) establecido en el numeral anterior 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 determinara así:

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

$$CCG_{m,i,j} = CTCG_{m-1,i,j} - IVE_{m-1,i,j} \times 0.536$$

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

$$CCG_{m,i,j} = CTCG_{m-1,i,j} - IVE_{m-1,i,j} \times 0.67$$

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 .