



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE  
ANÁLISIS PARA LA INCLUSIÓN DE  
INVERSIONES EN EXTENSIONES DE LA RED  
TIPO II DE TRANSPORTE DENTRO DEL  
CÁLCULO TARIFARIO DE TRAMOS O  
GRUPOS DE GASODUCTOS EXISTENTES**

**DOCUMENTO CREG-111**  
6 de octubre de 2011

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

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>65</b>
<b>2. RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES .....</b>	<b>66</b>
<b>2.1. PROPUESTA EN GENERAL .....</b>	<b>66</b>
<b>2.2. INFORMACIÓN .....</b>	<b>68</b>
<b>2.3. ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>69</b>
<b>2.4. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL ..</b>	<b>71</b>
<b>2.5. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL ...</b>	<b>75</b>
<b>2.6. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS         NATURAL .....</b>	<b>76</b>
<b>2.7. MUNICIPIOS ATENDIDOS CON GLP POR REDES .....</b>	<b>77</b>
<b>2.8. DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL GLP .....</b>	<b>77</b>
<b>2.9. COMPARACIÓN DE COSTOS UNITARIOS .....</b>	<b>78</b>
<b>2.10. OTROS COMENTARIOS .....</b>	<b>80</b>
<b>2.11. OTROS CRITERIOS DE ANÁLISIS .....</b>	<b>81</b>
<b>3. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009 ...</b>	<b>82</b>
<b>4. PROPUESTA REGULATORIA .....</b>	<b>85</b>

## APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE ANÁLISIS PARA LA INCLUSIÓN DE INVERSIONES EN EXTENSIONES DE LA RED TIPO II DE TRANSPORTE DENTRO DEL CÁLCULO TARIFARIO DE TRAMOS O GRUPOS DE GASODUCTOS EXISTENTES

### 1. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 011 de 2011 se ordenó hacer público el proyecto resolución de carácter general, *“por la cual se establece el procedimiento para la comparación de los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y GLP”*. Esto con el propósito de definir la metodología para dar cumplimiento a lo establecido en el parágrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010, que dispuso lo siguiente:

*“La CREG podrá incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados cuando el costo unitario de prestación del servicio de gas natural, estimado para la demanda asociada a extensiones de red tipo II, sea inferior al costo unitario de prestación del servicio de gas licuado del petróleo, estimado para la misma demanda.*

*En todo caso, la CREG no aplicará el criterio establecido en este parágrafo si la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte compromete la neutralidad entre los agentes que prestan el servicio en el área geográfica de influencia del proyecto.*

*Para efectos de estas estimaciones, la CREG utilizará la mejor información disponible, la cual incluirá, entre otros, información histórica de las diferentes componentes de la tarifa, información estadística por áreas geográficas, etc. Las estimaciones de costo unitario de prestación del servicio se harán teniendo en cuenta costos eficientes de tal forma que no se descontarán aportes que antes gubernamentales hagan para la construcción de gasoductos de red tipo II de transporte.*

*Las tarifas de transporte se modificarán cada vez que se incluyan inversiones de red tipo II de transporte en el cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.*

*Mediante resolución de carácter general posterior, la CREG establecerá los mecanismos que permitan realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre empresas transportadoras y distribuidoras de gas natural aplicable cuando la CREG incluya inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte, realizadas por distribuidores, dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes”.*

La fecha límite para presentar comentarios a la Resolución CREG 011 de 2011 fue el 13 de abril de 2011. La CREG recibió oportunamente las siguientes comunicaciones:

EMPRESA	RADICADO
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	E-2011-003719
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN ESP	E-2011-003730
TGI	E-2011-003732
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	E-2011-003733 Y E-2011-003738
SURTIGAS S.A. E.S.P, GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P. GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P. y EFIGAS S.A. E.S.P.	E-2011-003740

Por otra parte, la empresa TGI S.A. E.S.P., mediante la comunicación E-2011-005006, formuló unas observaciones a la Resolución CREG 126 de 2010 que se consideran pertinentes para la definición de las disposiciones para aplicar los criterios a tener en cuenta para incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

En el presente documento se da respuesta a cada uno de los comentarios recibidos y se describen los pasos que seguirá la Comisión de Regulación de Energía y Gas para los efectos de la aplicación de lo establecido en el parágrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010.

## **2. RESPUESTAS A LOS COMENTARIOS DE LOS AGENTES**

Para dar respuestas a los comentarios recibidos, estos se han agrupado en los siguientes temas: (i) propuesta en general; (ii) información; (iii) estimación del costo del gas; (iv) estimación del costo de transporte; (v) estimación del costo de distribución; (vi) estimación del costo de comercialización; (vii) municipios atendidos con GLP por redes; (viii) determinación del costo del GLP; (ix) comparación entre el costo unitario del gas natural y el costo unitario del GLP; (x) otros comentarios; y (xi) otros criterios de análisis.

### **2.1. PROPUESTA EN GENERAL**

#### **ALCANOS**

*“Una vez estudiado el proyecto de resolución de la referencia, nos permitimos someter a su consideración nuestros comentarios, destacando, en primera instancia, nuestra aprobación al desarrollo de esta iniciativa regulatoria, por medio de la cual, entendemos, se facilitaría la expansión eficiente de la infraestructura necesaria para la conexión de mercados de distribución al sistema de transporte de gas natural.*”

*Desde la expedición de la resolución CREG 126 de 2010, hemos manifestado nuestra aprobación a la propuesta de incluir estas inversiones, dentro del cálculo tarifario del gasoducto del cual se derivaría la nueva infraestructura; y encontramos razonable también, que esto se pueda hacer de manera expedita, una vez agotado el procedimiento de comparación de costos frente al combustible sustituto.”*

#### **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**

*“EPM considera muy valiosa la iniciativa de la CREG de definir el procedimiento de comparación de los costos unitarios de prestación del servicio de gas natural y GLP para aquellos usuarios ubicados en municipios que se pueden llegar a beneficiar de una extensión de tipo II de transporte, pues se definen así los criterios que tendrá en cuenta la Comisión al momento de decidir solicitudes de cargos regulados que involucren el uso del gas natural vs. GLP para atender un determinado mercado, posibilitando la ampliación de la cobertura del servicio de gas natural con criterios de eficiencia.”*

#### **GAS NATURAL S.A. E.S.P.**

*“Históricamente, uno de los factores de éxito para la masificación del gas natural en el país ha sido la posibilidad de estampillar en la demanda agregada de los diferentes subsistemas de transporte (Ramales y Sistemas Regionales de Transporte-SRT) los costos de conexión de pequeñas poblaciones, que de otra manera no se hubiesen beneficiado del suministro del gas natural. Es así, como en el contexto de la Res. CREG 001 de 2000, en la Costa Atlántica se*

encuentran incluidos en la tarifa del transportador los "gasoductos regionales" y en el interior, las tarifas de transporte de TGI S.A. ESP contienen una "estampilla ramales".

Consideramos que el estampillamiento de los gasoductos de expansión para la interconexión de municipios al Sistema Nacional de Transporte, contribuye, como en cualquier otro servicio público intensivo en infraestructura, a la ampliación de la cobertura en regiones donde la extensión de redes como proyectos aislados no es viable, pues el proyecto por sí solo no podría cubrir la elevada tarifa resultante.

En este sentido, es adecuado que la regulación viabilice los mecanismos por los cuales se da continuidad al esquema de estampillamiento como alternativa de expansión de cobertura del gas natural en regiones apartadas del país o con bajas densidades poblacionales en donde existe potencial de masificación del servicio.

Este esquema permitiría aprovechar las sinergias operativas y economías de escala en la construcción y operación de la infraestructura de redes de transporte, o de distribución si así lo permitiese la metodología de remuneración de la distribución y los criterios de expansión para el siguiente quinquenio tarifario, dada la optimización de costos por la condición de monopolio natural del transporte y/o distribución.

Por lo anterior, si bien es apropiado que la CREG reglamente la metodología de comparación de los costos unitarios de gas natural y GLP –acorde con lo señalado en el Parágrafo 4 del artículo 25 de la Res. CREG 126 de 2010-, consideramos que el procedimiento propuesto en la Res. CREG 011 de 2011 no establece un mecanismo de aproximación claro ni consistente para la inclusión de inversiones de red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes, lo cual puede conducir a que la expansión del servicio no se lleve a cabo.

Específicamente, la propuesta normativa para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio de gas natural (CUgnt) tiene en cuenta supuestos que, eventualmente, llevarían a estimaciones que no son necesariamente consistentes con la estructuración de los proyectos de gasificación y que no permitirían hacer una comparación simétrica de las tarifas de gas natural respecto a las de GLP, en detrimento de la competitividad del gas natural.

Por otra parte, dada la complejidad del procedimiento propuesto en la Res. CREG 011 de 2011, así como la discrecionalidad del Regulador<sup>1</sup>, consideramos que no se cumplen los criterios tarifarios de simplicidad y transparencia definidos en la Ley 142 de 1994.

**87.5.- Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.**

**87.6.- Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios."**

#### **SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.**

"Manifiestarles nuestra preocupación porque al supeditar la aprobación de tarifas a las inversiones en extensiones de la red tipo II, a la competitividad frente al GLP, se limita al suscriptor la posibilidad de escoger entre diferentes opciones de energéticos considerando

<sup>1</sup> El Documento CREG 008 de 2011 señala que "...la inclusión parcial o total de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes, es una facultad de la CREG aún cuando no se cumplan las condiciones dispuestas en dicho parágrafo..." (Pág. 285).

*beneficios como la comodidad, seguridad, confiabilidad y calidad de vida; así como para las compañías, la iniciativa privada y la libertad de empresa, las cuales han sido parte esencial para el desarrollo del sector. Este tipo de esquemas limita la posibilidad de crecimiento que aún presenta el sector de gas natural en Colombia.”*

## RESPUESTA

Como se precisó en el Documento CREG 008 de 2011, soporte de la Resolución CREG 011 de 2011, la regulación sometida a consulta no contempla modificaciones a la Resolución CREG 126 de 2010, en particular al párrafo 4 del artículo 25 de dicha resolución. Así, la resolución en consulta no tiene por objeto discutir si la Comisión debe o no hacer la comparación del costo unitario del gas natural frente al costo unitario del GLP por cilindro para decidir sobre la posible inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados.

Es de anotar que en el proceso de definición de la metodología para remunerar la actividad de transporte se dio respuesta a este tipo de comentarios y se argumentó de manera suficiente por qué se incorporó esta comparación dentro de la metodología expedida mediante la Resolución CREG 126 de 2010.

Tal y como se indicó en el Documento CREG 008 de 2011, la CREG busca establecer con antelación una metodología que utilizará para realizar los análisis que sirvan de base para decidir cuándo incluir las inversiones en redes tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes. En los análisis hechos por la CREG se advierte que al definir previamente esta metodología, el proceso de toma de decisión será más transparente.

Lo anterior sin olvidar que, de acuerdo con lo establecido en el párrafo mencionado, la inclusión parcial o total de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes es una facultad de la CREG aun cuando se cumplan las condiciones dispuestas en dicho párrafo.

Se debe observar que el análisis de los criterios planteados en esta propuesta regulatoria se hará a petición del interesado. Teniendo en cuenta que las redes de tipo II que se evaluarán podrán ser proyectos aún no ejecutados al momento del análisis por parte de la CREG, es necesario hacer algunos supuestos para determinar los posibles costos al usuario final y esto se hará con información pública y de fácil acceso, la cual no necesariamente coincidirá con la realidad de las estrategias empresariales de las potenciales empresas interesadas en realizar la actividad de comercialización en los mercados que se benefician con las redes tipo II. Si el interesado le solicita a la CREG que haga este análisis una vez concluya y ponga en operación las redes de tipo II, podría contarse con mejor información, pero la decisión del regulador podría resultar tardía frente a las necesidades de los agentes para sus decisiones de inversión.

## 2.2. INFORMACIÓN

### ALCANOS

*“Hemos realizado una sencilla revisión a la base de datos para GLP dispuesta en el Sistema Único de Información (SUI), encontrando inconsistencias importantes; casos en donde por ejemplo, el precio de venta al público es muy inferior al costo del gas reportado por*

*ECOPETROL para el mismo mes. En este sentido, y dado que registros errados podrían generar sesgos importantes en el análisis comparativo, respetuosamente sugerimos a la CREG coordinar con la Superintendencia de Servicios Públicos una labor de revisión y depuración de la base de datos, antes del inicio de la aplicación del mecanismo de comparación de costos.”*

## **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP**

*“consideramos muy importante que, con el objeto de garantizar la validez de la comparación de costos de ambos energéticos, la CREG debe revisar la calidad de la información que permanentemente reportan los agentes al SUI.”*

## **SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.**

*“consideramos importante que se revise, valide y actualice la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), porque hemos encontrado que ésta en algunos casos no es comparable o no está actualizada.*

*En este sentido, respetuosamente sugerimos a la CREG coordinar con la Superintendencia de Servicios Públicos una labor de revisión y depuración de la base de datos, antes del inicio de la aplicación del mecanismo de comparación de costos, para garantizar una comparación adecuada.”*

## **TGI**

*“Al observar parte de la información publicada en el SUI sobre precios mensuales por cilindro, encontramos que esta es incompleta por lo que la solidez estadística de los cálculos podría estar comprometida. Es importante que los cálculos que realice la CREG utilicen datos de público acceso.”*

## **RESPUESTA**

La información oficial de tarifas de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y gas licuado del petróleo por cilindros reposa en el Sistema Único de Información, SUI, que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD. Esta información es reportada directamente por las empresas, es de carácter público y puede ser consultada en la página web del SUI. La responsabilidad de la calidad y veracidad de la información es de los agentes que la reportan. No obstante lo anterior, la Comisión entiende que con el propósito de verificar la calidad de la misma la SSPD se encuentra revisándola en forma continua.

## **2.3. ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL GAS NATURAL**

### **ALCANOS**

*“para la estimación del costo del gas natural, la resolución propone tomar como referencia el costo del gas de las fuentes de producción que la CREG considere se podrán utilizar para abastecer la demanda. Con el propósito de ofrecer mayor claridad sobre el mecanismo para seleccionar la fuente de suministro (o el mix de fuentes), estimamos conveniente utilizar la ponderación de fuentes de suministro de los dos últimos años que han sido utilizadas en el punto más cercano al mercado que se pretende incorporar.”*

## **GAS NATURAL S.A. E.S.P.**

*“El proyecto de resolución prevé la utilización de precios máximos y mínimos de gas natural en el mercado primario, observados durante los dos años calendario anteriores a la fecha de la solicitud, de aquellas fuentes de producción que la CREG considere podrán abastecer la demanda de los municipios que resultan beneficiados con la red tipo II.*

*Al respecto, creemos que el Regulador podría llegar a considerar fuentes de abastecimiento que el distribuidor-comercializador no tiene contempladas dentro de su proyecto, por indisponibilidad física, contractual, entre otras, y en consecuencia, los precios de Gmt calculados por la CREG no corresponderían con una realidad técnica y real del suministro de gas, lo que distorsionaría el cálculo del componente Gmt para efectos de la comparación del costo unitario frente al GLP.*

*Por lo anterior, sugerimos que la Comisión adopte un protocolo de solicitud de información del proyecto al distribuidor-comercializador que atenderá el municipio a interconectar con redes tipo II, que incluirá el detalle de las condiciones de aprovisionamiento y competitividad para prestación del servicio.”*

## **SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.**

*“para la estimación de los costos de suministro y transporte de gas natural, consideramos que se debe utilizar la información real de cada empresa, de manera tal que el ejercicio de comparación refleje la competitividad de ambos combustibles.”*

## **RESPUESTA**

De acuerdo con lo dispuesto por el parágrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010, las decisiones que la CREG adopte con respecto a la inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de gasoductos existentes se basarán, principalmente, en la comparación de los costos unitarios de prestación de los servicios de gas natural y gas licuado del petróleo.

Teniendo en cuenta lo anterior y dado que las variaciones periódicas en los costos unitarios de los servicios públicos domiciliarios de gas natural y gas licuado del petróleo no son uniformes, se considera adecuado comparar rangos de precios históricos y no únicamente los precios vigentes al momento del análisis. Es por esto que en la propuesta en consulta se plantea la utilización de rangos de precios y no un valor singular resultante de un promedio simple o ponderado.

Respecto a la propuesta de tomar datos que reflejen los precios del gas natural que efectivamente observarán los usuarios en el nuevo mercado, es preciso aclarar que dicha información no siempre está disponible. Un ejemplo de esta situación puede presentarse cuando se evalúa una red de tipo II que beneficia un nuevo mercado que no cuenta con un comercializador. Así, en la propuesta en consulta se establece que las fuentes que se utilizarán serán las que la CREG considere más probables, para lo cual se utilizará la mejor información disponible al momento de la toma de la decisión. La propuesta también es clara al señalar que las posibles fuentes de producción se identificarán, entre otros, teniendo en cuenta las fuentes utilizadas en el mercado de comercialización más cercano a las poblaciones objeto de análisis.



No obstante lo anterior, debido a la incertidumbre sobre el comportamiento futuro de los precios del gas natural y del gas licuado de petróleo, la propuesta indica en forma expresa que las decisiones que adopte la Comisión tendrán aplicación durante el período tarifario correspondiente.

Por las anteriores razones se propone mantener el criterio de cálculo de la variable G, reconociendo en todo caso que para todos los meses del período de análisis hay por lo menos un dato de precios de gas natural. En el caso de las subastas, se estimará el precio del gas de acuerdo con el mecanismo de indexación que se haya escogido en los contratos, y en el caso del precio regulado de Guajira, el precio se determinará conforme las disposiciones regulatorias vigentes. En la siguiente sección se muestran las nuevas expresiones que se utilizarán para el cálculo del G.

## 2.4. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

### EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

*"Dado que para la estimación de la variables  $G_m(\text{superior})$  y  $G_m(\text{inferior})$  se tomarán el precio máximo y mínimo de gas natural, "en el mercado primario, de las fuentes de producción que la CREG considere se podrán utilizar para abastecer la demanda de los municipios que resultan beneficiados...", lo cual implica, a nuestro entender, que se define un precio referido a una fuente específica, consideramos que la estimación de la variable  $T_m$  debería estar asociada a dicha fuente específica, con el fin de ser coherentes con las prácticas del sector, así se tendría que el gas correspondiente a una fuente tendría asociado el transporte real desde dicha fuente. Lo anterior implicaría un cambio en el procedimiento al no requerirse el promedio aritmético propuesto y a que posiblemente se tendría un  $T_m$  diferente para el cálculo de los  $CU_{gm}(\text{superior})$  y  $CU_{g}(\text{superior})$ ."*

### GAS NATURAL S.A. E.S.P.

*"Proponemos que el Regulador, de acuerdo con la fuente o fuentes de suministro reales identificadas, tome las cifras de las tarifas de transporte que el distribuidor-comercializador utilizaría para interconectar el mercado a atender y no acuda a costos promedio de transporte que podrían incluir fuentes de suministro irreales.*

*De todas formas, se sugiere que al igual que para la estimación del valor del componente  $G_{mt}$ , la CREG solicite al distribuidor-comercializador del mercado a interconectar, las características técnicas de la infraestructura de transporte que se utilizará para la extensión del servicio a través de redes de gas natural."*

### RESPUESTA

Se acoge la propuesta de analizar en forma integral los costos de suministro y transporte de gas natural. Lo anterior en la medida en que la remuneración de la actividad de transporte está basada en cargos por distancia, de forma que el costo del transporte dependerá de la localización de cada posible fuente de suministro. El promedio de los posibles costos de transporte no refleja apropiadamente esa situación.

De otro lado, se reitera que las fuentes que la CREG utilizará para la evaluación serán las que considere más probables, de acuerdo con la mejor información disponible al momento de la toma de la decisión. Esto obedece a las razones ya expuestas.

También se reitera que las posibles fuentes de producción se identificarán, entre otros, teniendo en cuenta las fuentes utilizadas en el mercado de comercialización más cercano a las poblaciones objeto de análisis.

Por último, como se advierte en la sección anterior, dado que para todos los meses del período de análisis hay por lo menos un dato de precios de gas natural, resulta adecuado construir el rango de precios de gas natural conforme las siguientes expresiones:

$$GT_{t(superior)} = \max(A_{i,t}) \times TRM$$

$$GT_{t(inferior)} = \min(B_{i,t}) \times TRM$$

$$A_{i,t} = GT_{i,t} + \sigma_{i,t}$$

$$B_{i,t} = GT_{i,t} - \sigma_{i,t}$$

$$GT_{i,t} = \frac{\sum_{m=1}^{k_i} [G_{i,m,t} + T_{i,m,t}]}{k_i}$$

$$T_{i,m,t} = \frac{1}{PCF_i} \sum_{h=1}^z Cargos_{h,m,t}$$

Donde:

$GT_{t(superior)}$ : Costo de las compras y del transporte de gas natural (límite superior), expresado en pesos de la fecha  $t$  por MBTU.

$GT_{t(inferior)}$ : Costo de las compras y del transporte de gas natural (límite inferior), expresado en pesos de la fecha  $t$  por MBTU.

$A_{i,t}$ : Valor máximo de las compras y del transporte de gas natural para la fuente producción  $i$ .

$B_{i,t}$ : Valor mínimo de las compras y del transporte de gas natural para la fuente producción  $i$ .

$TRM$ : Tasa Representativa del Mercado en la fecha  $t$ , certificada por la Superintendencia Financiera, expresada en pesos colombianos por dólar de los Estados Unidos de América.

$GT_{i,t}$ : Valor promedio de la suma de las variables  $G_{i,m,t}$  y  $T_{i,m,t}$ , expresado en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha  $t$  por MBTU.

- $\sigma_{i,t}$ : Desviación estándar del conjunto de valores que resulta de la suma de las variables  $G_{i,m,t}$  y  $T_{i,m,t}$ , para la fuente de producción  $i$ .
- $G_{i,m,t}$ : Precio del gas natural que proviene de la fuente de producción  $i$ , en el mes  $m$ , expresado en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha  $t$  por MBTU. La CREG considerará los precios del gas natural observados durante los dos años calendario anteriores a la fecha  $t$ : i) precios resultantes de las subastas de gas natural que se hayan realizado, indexados al mes  $m$  según lo pactado en los contratos; ii) precios regulados para el mes  $m$ ; y iii) precios resultantes de la aplicación de otros mecanismos de comercialización que establezca la CREG, correspondientes al mes  $m$ . Las posibles fuentes de producción se identificarán, entre otros, teniendo en cuenta las fuentes utilizadas en el mercado de comercialización más cercano a las poblaciones objeto de análisis.
- $T_{i,m,t}$ : Costo regulado del transporte del gas natural desde la fuente de producción  $i$ , correspondiente al mes  $m$ , expresado en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha  $t$  por MBTU.
- $i$ : Fuente de producción de gas natural que la CREG considere se podrá utilizar para abastecer la demanda de las poblaciones que resultan beneficiadas con la red tipo II. Cuando durante el período de análisis se haya realizado más de una subasta de gas proveniente de una fuente de producción, la información de cada subasta se considerará como una fuente de producción independiente.
- $m$ : Mes.
- $k_i$ : Número de meses del período de análisis de dos años calendario anteriores a la fecha  $t$  para los cuales se cuenta con información de precios de la fuente de producción  $i$ .
- $PCF_i$ : Poder calorífico del gas natural según la fuente de producción  $i$ , expresado en MBTU por kpc. Se utilizará el valor de poder calorífico reportado en el Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes de la fecha  $t$ .

$z$ : Número de tramos o grupos de gasoductos con cargos aprobados por la CREG, desde la fuente de producción  $i$  hasta el punto de salida de la red de tipo II objeto de análisis.

$h$ : Tramo o grupo de gasoductos desde la fuente de producción  $i$ .

$Cargos_{h,m,t}$ : Pareja de cargos regulados para el tramo o grupo de gasoductos  $h$ , que esté vigente al momento del análisis, actualizada al mes  $m$ , expresada en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha  $t$  por kpc. La CREG utilizará la pareja de cargos regulados en que  $\lambda_r$  sea igual a 0.80 y  $\lambda_v$  sea igual a 0.20 según lo dispuesto en el artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010.

Para la red tipo II de transporte que es objeto de análisis esta variable corresponderá a la pareja de cargos regulados que resulte de aplicar las disposiciones contenidas en el artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010, actualizada al mes  $m$ , expresada en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha  $t$  por kpc. La CREG utilizará la pareja de cargos regulados en que  $\lambda_r$  sea igual a 0.80 y  $\lambda_v$  sea igual a 0.20 según lo dispuesto en el artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010.

$t$ : Fecha de referencia para realizar las comparaciones que corresponde al último día calendario del último mes para el cual se cuente con la información necesaria para realizar este análisis.

Los precios de  $G_{i,m}$  se actualizarán a la fecha  $t$  utilizando el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo.

Los precios de los  $Cargos_{h,m}$  se actualizarán a la fecha  $t$  utilizando el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200). Para estos efectos se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo.

Finalmente, es preciso indicar que en la estimación de las variables  $A_{i,t}$  y  $B_{i,t}$  se encontró que sólo una desviación estándar del conjunto de valores que resulta de la suma de las variables  $G_{i,m,t}$  y  $T_{i,m,t}$  resulta suficiente para la estimación de los rangos.

En atención a lo anterior, en la determinación de los rangos de GLP también se encontró suficiente considerar sólo una desviación estándar de los precios del cilindro seleccionado y observado durante los dos años calendario anteriores a la fecha t.

## 2.5. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

### EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP

*"Para la estimación de la variable Dmt y Cmt, en lugar de tener un promedio aritmético para todas las fuentes de suministro posibles en el cálculo del PCF, se debería tomar información sólo de las fuentes empleadas para establecer los límites superior e inferior de la variable Gmt."*

*"En el mismo sentido, para el cálculo de las variables Dmt y Cmt, en particular cuando se trate de la alternativa b que aplica a varios mercados relevantes con cargos aprobados, en lugar de usar un promedio aritmético debería emplearse un promedio ponderado, en función de alguna de las variables representativas del mercado, como podría ser la demanda o el número de usuarios. Lo anterior con el fin de considerar en el cálculo elementos particulares de cada mercado que estén más acordes con la realidad de los mismos, incorporando la representatividad y el peso relativo de cada uno de ellos."*

### GAS NATURAL S.A. E.S.P.

*"Consideramos que el costo de la distribución de gas natural debe expresarse en condiciones estándar o normales, asumiendo un gas de referencia con poder calórico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1000 BTU/pies<sup>3</sup>).*

*Lo anterior, dado que el Artículo 1 de la Resolución CREG 008 de 2009, que modifica el numeral 5.39 del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes, establece que en caso de facturar el gas en volumen, éste debe expresarse en metros cúbicos estándar o normales a las condiciones de referencia.*

*De esta manera, proponemos que para la determinación de la variable Dmt, no se acuda a la utilización del promedio aritmético de los poderes caloríficos según las fuentes de suministro posibles, y en cambio, la CREG asuma un gas de referencia con poder calórico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1000 BTU/pies<sup>3</sup>) en los términos de la regulación vigente.*

*De otro lado, sugerimos que para el cálculo del D<sub>gast</sub>, cuando la demanda corresponde a varios mercados relevantes de distribución de gas natural con cargos vigentes, para cálculo del D<sub>promedio</sub> no se utilice un promedio aritmético con base en el número de mercados relevantes y en cambio se utilice un promedio ponderado de acuerdo con las ventas de cada distribuidor.*

*Por último, vemos que la CREG no está teniendo en cuenta el criterio para definición del Dmt en el caso en donde coexisten mercados de distribución relevantes con cargos vigentes y municipios que no tiene cargos aprobados".*

### RESPUESTA

En consideración a que en el análisis de los precios del gas se consideran las fuentes de suministro posibles, se aclara que el valor del poder calorífico utilizado para la estimación de la variable Dmt, corresponderá al promedio aritmético del poder calorífico de las posibles fuentes de suministro. Por lo anterior, no se aceptan los comentarios en relación con la modificación de la forma de cálculo de esta variable.



Frente al comentario de que no se está fijando un criterio para la definición del *Dmt* en el caso en donde coexisten mercados de distribución con cargos vigentes y municipios que no tiene cargos aprobados, se propone aclarar que en estos casos la variable *Dmt* corresponderá al cargo de distribución que ya ha sido aprobado para el mercado relevante de distribución que se beneficia con la red tipo II.

Se acepta la sugerencia de no utilizar un promedio aritmético en los casos en que la demanda beneficiada con el proyecto de red tipo II corresponda a varios mercados relevantes de distribución de gas natural con cargos vigentes, y en cambio se utilice un promedio ponderado de acuerdo con las ventas de cada distribuidor. Este ajuste se incluye en la resolución definitiva.

## 2.6. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

### GAS NATURAL S.A. E.S.P.

*"En el mismo sentido que en la estimación del componente *Dmt*, consideramos que el costo de la comercialización de gas natural (*Cmt*) debe expresarse en condiciones estándar o normales, asumiendo un gas de referencia con poder calórico de 37.253 kJ/m<sup>3</sup> (1000 BTU/pies<sup>3</sup>).*

*De otro lado, el Regulador prevé que para la determinación del *Cmt*, cuando la demanda a atender corresponde a uno o varios mercados relevantes de comercialización de gas natural con cargos vigentes, se utilizará el consumo medio mensual nacional para un usuario residencial, expresado en metros cúbicos.*

*Creemos que el consumo medio mensual nacional para un usuario residencial no refleja las características propias de consumo en cada región. Sugerimos tener en cuenta un consumo medio mensual de la región en donde se va a llevar a cabo el proyecto. Consideramos que la información del SUI puede contribuir al respecto para la estimación de los valores de *Cmt*.*

*Así mismo, proponemos que para el cálculo del *Cgast*, cuando la demanda corresponda a varios mercados relevantes de comercialización de gas natural con cargos vigentes, se utilice un cargo de comercialización promedio ponderado de los cargos aprobados por el número de facturas al año de cada comercializador."*

### TGI

*"En relación con el factor *QpR* (consumo medio mensual nacional para un usuario residencial) del numeral 1.4 del Anexo, se sugiere que el consumo sea estimado para la región particular en la que se construiría la ampliación, ya que con esta precisión se relajaría un cálculo más cercano al consumo real del nuevo mercado; así mismo, es importante que se defina cuál es la fuente de la información."*

### RESPUESTA

En relación con el valor del poder calorífico utilizado para la estimación de la variable *Cmt*, se reitera lo planteado en el numeral anterior.

Se acepta la propuesta de calcular el *Cgast* como el promedio ponderado de los cargos aprobados por el número de facturas al año de cada comercializador, cuando la demanda corresponda a varios mercados relevantes de comercialización de gas natural con cargos vigentes. Este ajuste se incluye en la resolución definitiva.

Con respecto a la sugerencia de que a cambio del consumo medio nacional se utilice el consumo para la región particular que se atendería con la red tipo II, se debe observar que estos proyectos pueden beneficiar a municipios que no cuentan con servicio de gas. Por lo tanto, estimar un valor promedio de consumo por región implicaría un estudio detallado de demanda con el fin de establecer ese valor.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el número de usuarios se define especialmente por los usuarios residenciales, los cuales son principalmente de estratos 1 y 2, cuyo consumo podría estar acotado por el subsidio que reciben para el consumo de subsistencia, que es de 20 metros cúbicos, se considera que la propuesta de Resolución CREG 011 de 2011 no debe ser objeto de modificaciones en este aspecto.

## 2.7. MUNICIPIOS ATENDIDOS CON GLP POR REDES

### EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP

*“solicitamos que se aclare el manejo que se le daría a aquellos casos en los cuales los potenciales municipios a beneficiarse con la extensión de la una red Tipo II de Transporte estén ya siendo atendidos a través de GLP por redes de tubería (tanques estacionarios) y se encuentre que el costo unitario de prestación del servicio de Gas Natural es inferior al GLP, siguiendo el procedimiento de comparación descrito en la resolución y considerando como costo de referencia para el GLP en cargo aprobado para ese mercado.”*

### RESPUESTA

Es de aclarar que la comparación objeto de esta metodología es del servicio público domiciliario de gas natural frente al servicio público de gas licuado de petróleo por cilindros y no por tubería. Por lo tanto, en caso de que el municipio o municipios a beneficiarse con la red de tipo II estén siendo atendidos o tengan cargos aprobados para la prestación del servicio de GLP por tubería, para la determinación del componente de distribución de gas natural se hará la conversión respectiva del cargo promedio de distribución de GLP, utilizando un factor de equivalencia energética establecido a partir de los poderes caloríficos.

## 2.8. DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL GLP

### TGI

*“Asimilar el costo de GLP de un municipio cercano (cuando no hay GLP en el municipio en estudio), puede alterar los resultados. Debería tenerse en cuenta si el municipio en estudio está más retirado no de la fuente de suministro de GLP con respecto al otro municipio que se considerará para asimilar costos, pues esto podría hacer mayores o menores los costos de transporte de GLP. En GLP la sola distancia determinará el mercado a utilizar para realizar la comparación, sin tener en cuenta las características de demanda, número de predios y área de la cabecera urbana, que son utilizados en el caso del gas natural.”*

*“En la propuesta no se establece cómo se actualizan los costos históricos de GLP a precios de la fecha de referencia para realizar las comparaciones.”*

### RESPUESTA

En primera instancia es de anotar que esta metodología busca una aproximación de lo que serían los costos a usuario final de cada servicio. Así mismo, se aclara que son muy pocos los municipios que en la actualidad no cuentan con información de precios de GLP por

cilindros en la base de datos del SUI. Por eso, tomar el precio del cilindro del municipio más cercano puede considerarse en estos casos como la mejor aproximación al costo que tendría el cilindro en ese municipio.

De otro lado, en atención a los comentarios recibidos, en la resolución definitiva se aclara que la actualización de los costos históricos del gas licuado se debe hacer con el IPC a la fecha de estudio.

## 2.9. COMPARACIÓN DE COSTOS UNITARIOS

### ALCANOS

*"Dado que la propuesta apunta a una comparación de rangos de precios máximos y mínimos de los combustibles, encontramos que resultaría muy útil definir claramente, la manera como se determinará si un rango de tarifas es o no mayor que otro. Encontramos ocurrencias en las que los rangos se superponen (por ejemplo, cuando el precio mínimo de GN es inferior al mínimo de GLP, pero el máximo es superior), o situaciones en las que uno está contenido en el otro (es decir, la totalidad del rango de GN está entre las cotas superior e inferior de GLP). Esto lleva a una observación adicional, en cuanto a la construcción del rango de GLP. Generar el rango a partir de dos desviaciones estándar hacia arriba y hacia abajo del promedio de los costos ponderados, hace uso del supuesto que éstos tienen una distribución simétrica alrededor de su media. Esto puede no ser cierto, y de hecho, para un ejemplo en particular, encontramos que los datos efectivamente tienen un sesgo, generando que la desviación crezca desmedidamente, y, por ende, la amplitud del rango también. En el ejemplo revisado, las cotas superior e inferior del rango resultaban mayores que el máximo y mínimo históricos para el mismo período de dos años. En consecuencia, sugerimos aplicar un criterio que considere frecuencias y se ajuste a la distribución de los datos."*

### GAS NATURAL S.A. E.S.P.

*"Respecto al criterio propuesto por la CREG para incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes, solicitamos que la CREG especifique la forma en que se realizará "... la comparación entre el rango de los costos unitarios de prestación del servicio de gas natural y de GLP..." ( $\{CU_{gnt}(\text{inferior}), CU_{gnt}(\text{superior})\} < \{CU_{glpt}(\text{inferior}), CU_{glpt}(\text{superior})\}$ ), pues no es claro el mecanismo de aplicación de la desigualdad propuesta entre los rangos definidos.*

*La aplicación del anterior criterio puede conducir a que haya indefinición en la intersección de los dos rangos a ser comparados."*

### SURTIGAS S.A. E.S.P., GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P., GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P., EFIGAS S.A. E.S.P.

*"Dado que la propuesta apunta a una comparación de rangos de precios máximos y mínimos de los combustibles, encontramos que resultaría muy útil definir claramente, la manera como se determinará si un rango de tarifas es o no mayor que otro. Encontramos ocurrencias en las que los rangos se superponen (por ejemplo, cuando el precio mínimo de GN es inferior al mínimo de GLP, pero el máximo es superior), o situaciones en las que uno está contenido en el otro (es decir, la totalidad del rango de GN está entre las cotas superior e inferior de GLP)."*

### TGI

*"No se entiende por qué mientras para el gas natural se utiliza el criterio de precio máximo y mínimo para determinar los límites del rango de costos, en el caso del GLP primero se*



*determina un costo promedio y luego con base en la suma y resta de dos veces la desviación estándar se establecen los rangos de costos. La metodología utilizada para determinar los límites debería ser la misma. En efecto, existe una comparación discriminatoria entre los precios del gas natural y los del GLP, ya que mientras que para el primero se utilizan promedios históricos, para el GLP se utiliza un cálculo alejado del promedio en dos desviaciones estándar. No existe soporte para lo anterior, ni en el proyecto de resolución ni en el documento CREG 008 de 2011."*

*"Respecto a la desigualdad que permite definir si el precio del gas natural es mayor que el del GLP, no sería necesario establecer los rangos de precios para cada combustible ya que finalmente la comparación relevante se da entre  $CU_{gn_t(superior)}$  y  $CU_{glp_t(inferior)}$ , lo que resulta en un sesgo desfavorable para el gas natural ya que un sólo dato histórico puede determinar toda la comparación.*

*Teniendo en cuenta que los costos promedio tanto del gas natural como del GLP se determinan considerando un período de dos años, no se requeriría utilizar el método de rangos para comparar sus costos, el promedio de los costos para el período de tiempo analizado permitiría determinar cuál es el servicio más económico."*

*"El análisis debería tener en cuenta la mayor o menor cobertura que ofrece GLP y GN en el mediano y largo plazo."*

## RESPUESTA

En primera instancia, como se indicó en las secciones 2.3 y 2.4, dado que para todos los meses del período de análisis hay por lo menos un dato de precios de gas natural, el costo de las compras de ese combustible se realizará utilizando una metodología similar a la que se empleará para el caso del gas licuado de petróleo.

Para efectos de estimar el costo unitario de prestación del servicio de gas licuado de petróleo por cilindro se cuenta con información con una periodicidad mensual y para cada municipio puede haber datos de más de una empresa. Por este motivo, en este caso se considera conveniente determinar un rango de precios a partir del precio promedio y de la desviación estándar.

De otra parte, frente a la comparación de los rangos de precios, el numeral 3 del proyecto de resolución planteó:

*"La CREG podrá incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados, para el correspondiente período tarifario, si:*

$$[CU_{gn_t(inferior)}, CU_{gn_t(superior)}] < [CU_{glp_t(inferior)}, CU_{glp_t(superior)}]"$$

Esto quiere decir lo siguiente:

- Cuando la totalidad del rango de precios del gas natural es menor que la totalidad del rango precios del gas licuado de petróleo, **SI** se podrá considerar la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados.

- Cuando la totalidad del rango de precios del gas natural es mayor que la totalidad del rango de precios del gas licuado de petróleo, **NO** se considerará la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos.
- Cuando exista algún tipo de intersección entre el rango de precios del gas natural y el rango de precios del gas licuado de petróleo por cilindros no se cumple la condición definida en el primero de los dos incisos anteriores. Por tanto, en este caso **NO** se considerará la inclusión de las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos.

La condición propuesta, como lo señala uno de los agentes, se puede resumir de la siguiente manera:  $CUgn_{t(superior)} < CUglp_{t(inferior)}$

Sobre la propuesta de tener en cuenta la mayor o menor cobertura que se puede tener en el mediano y largo plazo, es de indicar que estos dos combustibles son sustitutos y que el aumento en cobertura de uno puede reflejar la disminución en cobertura del otro. Por eso, éste no sería un indicativo para esta valoración. Además, este análisis resulta complejo debido a que en el momento del análisis probablemente lo que se tienen son proyectos y no datos reales.

## 2.10. OTROS COMENTARIOS

### 2.10.1. COMENTARIOS DE FORMA

#### EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP

*“Con relación a la definición de variables, debe incluirse la definición de las variables CGLPpm y T, las cuales no se detallan en el numeral 2 del anexo del proyecto de resolución”.*

#### RESPUESTA

Se acoge la propuesta y se hace el ajuste correspondiente en la resolución definitiva.

### 2.10.2. BALANCE DE CUENTAS Y GIRO DE RECURSOS ENTRE EMPRESAS TRANSPORTADORAS Y DISTRIBUIDORAS

#### ALCANOS S.A. E.S.P.

*“observamos que en el proyecto de resolución que se comenta, no se hace referencia aún a los mecanismos para realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre empresas transportadoras y distribuidoras, propuesto también en la resolución CREG 126 de 2010. Sobre el particular, consideramos oportuno sugerir respetuosamente a la Comisión, que cuando estas inversiones sean realizadas por un distribuidor, se permita a éste incluirlas dentro del cálculo tarifario del cargo de distribución, a fin de evitar las complejidades que se podrían derivar del mecanismo de balance de cuentas propuesto originalmente”.*

#### RESPUESTA

Tal como quedó previsto en el párrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010, la CREG pondrá a disposición de los interesados una propuesta con los mecanismos que permitan realizar los balances de cuentas y giro de recursos entre empresas

transportadoras y distribuidoras de gas natural, en los eventos en que la CREG incluya inversiones en extensiones de la red tipo II, realizadas por distribuidores, dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes.

### 2.10.3. REALIZACIÓN DE TALLER

#### GAS NATURAL S.A. E.S.P.

*"sugerimos que la CREG adelante un taller con los agentes de la industria (transportadores, distribuidores) en donde se aclare la propuesta metodológica".*

#### RESPUESTA

En esta ocasión la CREG no encuentra necesario hacer el taller solicitado. Como se indica en el Documento CREG 008 de 2011 y en este documento, la propuesta contiene una metodología de utilización de información y aplicación de fórmulas que servirán como herramienta de decisión del tratamiento de las inversiones de las extensiones de red tipo II.

### 2.11. OTROS CRITERIOS DE ANÁLISIS

Mediante la comunicación E-2011-005006, la empresa TGI S.A. E.S.P. planteó a la Comisión unas observaciones a los artículos 24 y 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 que, si bien no se consideran procedentes para motivar modificaciones a la resolución mencionada, deben ser tomadas en consideración al momento de definir los criterios para evaluar la posibilidad de incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes.

A continuación se citan los comentarios referidos:

*"(...) la aplicación de las reglas contenidas en los Artículos 24 y 25 de la resolución en mención puede resultar, en cargos equivalentes CE que no sean comparables como cuando se presenta más de una solicitud tarifaria, favoreciendo adicionalmente a aquellas solicitudes que sólo contienen el sobre No. 2. En efecto, dado que en general la demanda incremental de las extensiones de red tipo II de transporte es muy inferior a la demanda del tramo o grupo de gasoductos existente en el cual se proyecta incluir la inversión de la extensión de red habría un incentivo no adecuado para que se utilice una demanda artificialmente elevada en el cálculo del CE (Sobre No. 2) respecto a la demanda contenida en el Sobre No.3.*

*El anterior inconveniente se origina en que la Resolución 126/10 no establece una relación entre los CE y la información que se utilizará para incluir las inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes (en caso de cumplirse con los requisitos del caso), por lo que respetuosamente nos permitimos solicitar a la Comisión que se revisen en este sentido los Artículos 24 y 25 de dicha resolución.*

*(...)"*

#### RESPUESTA

Se reitera que el análisis de los criterios planteados en esta propuesta regulatoria se hará a petición del interesado.

De otro lado, tras analizar los comentarios presentados por TGI S.A. E.S.P., se considera que una vez se realice la comparación de los costos unitarios de prestación de los



servicios de gas natural y gas licuado del petróleo, se deberá verificar que el agente con el menor cargo equivalente, CE, también es el que presenta los menores costos de inversión en su Sobre 2. Este será un aspecto a analizar para determinar si es posible incluir inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes. Esto procederá cuando hubo dos (2) o más interesados en la extensión de red tipo II, sin vinculación económica entre sí.

De acuerdo con la Resolución CREG 126 de 2010, como la inversión de la extensión de la red tipo II es la que se evalúa si se incluye o no dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes para los cuales la CREG apruebe cargos regulados, todos los participantes deben tener los mismos incentivos al momento de valorarse la variable inversión. De acuerdo con el criterio de eficiencia de la Ley 142 de 1994 ese incentivo debe ser el de costos eficientes; consecuentemente debe corresponder a la menor inversión.

Es posible que algún agente obtenga el mínimo CE sin haber presentado el menor valor de la inversión. En los análisis se encuentra que esta situación no estaría en línea con el criterio de neutralidad entre los agentes que participen en el proceso, y entre éstos y aquellos existentes en el área geográfica de influencia del proyecto (i.e. aquellos que tienen cargos evaluados con inversión eficiente o mínimo costo) como se establece en el parágrafo 4 del artículo 25 de la Resolución CREG 126.

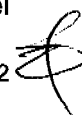
De acuerdo con lo anterior, si de la comparación de los valores de la inversión se encuentra que efectivamente el transportador o el distribuidor con el menor CE también presentó el menor valor de inversión, la CREG podrá incluir la respectiva extensión de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes. Así, los resultados de aplicar el criterio de neutralidad también serán tenidos en cuenta por la CREG para decidir cuándo incluir una extensión dentro del cálculo tarifario de un tramo o grupo de gasoductos existentes.

### **3. ANÁLISIS EN EL MARCO DEL ARTÍCULO 7 DE LA LEY 1340 DE 2009**

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de Agosto de 2010, en el que estableció las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009.

En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el acto administrativo que se anexa al presente documento es un desarrollo de lo establecido en la metodología definida para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del



Sistema Nacional de Transporte, establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010. En esta resolución se indican los análisis que servirán como base para decidir cuándo incluir las inversiones en redes tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupo de gasoductos existentes de acuerdo con lo dispuesto en el parágrafo 4 de la Resolución CREG 126 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC**

**CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se establecen disposiciones para aplicar los criterios de análisis de la posible inclusión de inversiones en extensiones de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:**

---

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:** \_\_\_\_\_

**Bogotá, D.C.** \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afección a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1ª.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o		X		

	servicios o a la inversión.				
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de		X		



	autorregulación o correulación.				
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	<b>CONCLUSIÓN FINAL</b>		x	El acto administrativo es un desarrollo de lo establecido en la metodología definida para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte - Resolución CREG 126 de 2010.	

#### 4. PROPUESTA REGULATORIA

De acuerdo con lo anterior se propone ajustar lo planteado en la Resolución de consulta CREG 011 de 2011, teniendo en cuenta estas consideraciones:

- Se aclara que el análisis de los criterios planteados en esta propuesta regulatoria se hará a petición del interesado, el cual deberá solicitarlo formalmente a la CREG. El transportador o distribuidor que presente esta solicitud deberá proporcionar a la CREG la información de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM, y de demanda, de que tratan los artículos 8 y 9 de la Resolución CREG 126 de 2010.

- Se establecerán los rangos superior e inferior para el costo de prestación del servicio de gas natural, analizando de forma integral los costos de suministro y transporte de gas natural.
- En los casos en que la demanda beneficiada con el proyecto de red tipo II corresponda a varios mercados relevantes de distribución de gas natural con cargos vigentes, para la determinación de la variable correspondiente a distribución se utilizará un promedio ponderado de los cargos vigentes de acuerdo con la demanda del quinto año empleada para la aprobación de cargos de distribución del correspondiente mercado.
- Se establecerá el criterio para la definición del cargo promedio de distribución en el caso en donde coexisten mercados de distribución con cargos vigentes y municipios que no tiene cargos aprobados. En estos casos la variable correspondiente a distribución será el resultado del promedio ponderado de los cargos que ya han sido aprobados
- Cuando el municipio o municipios a beneficiarse con la red de tipo II tengan cargos aprobados para la prestación del servicio de GLP por redes de tubería; para la determinación del componente de distribución se incluirá la fórmula de conversión del cargo de distribución de gas licuado de petróleo a gas natural, utilizando un factor de equivalencia energética establecido a partir de los poderes caloríficos.
- Para la determinación de la variable correspondiente a la actividad de comercialización, en el caso en donde coexisten mercados con cargos vigentes y municipios que no tiene cargos aprobados, se utilizará el promedio ponderado de los que tienen cargos aprobados por el número de usuarios reconocido para el quinto año en la aprobación del cargo de comercialización de cada mercado. .
- Se incluye un nuevo criterio para decidir si es posible incluir una extensión dentro del cálculo tarifario de un tramo o grupo de gasoductos existentes de la red tipo II de transporte dentro del cálculo tarifario de tramos o grupos de gasoductos existentes. Este criterio consiste en verificar que el agente con el menor cargo equivalente también sea el que presenta la menor inversión.

